O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COMPARADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

UNITED STATES SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20549

Formulário 20-F

☐ **TERMO DE REGISTRO CONFORME ARTIGO 12(b) ou (g) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**

ou

☒ **RELATÓRIO ANUAL CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**
Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012

ou

☐ **RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**

ou

☐ **RELATÓRIO DE *SHELL COMPANY* CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**

Data do evento exigindo o presente relatório de *shell company*: N/A

Número de Protocolo na Comissão: 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG
(Denominação exata da Requerente conforme consta em seu Estatuto Social)

ENERGY CO OF MINAS GERAIS
(Tradução para o Inglês da denominação da Requerente)

BRASIL
(Jurisdição de incorporação ou organização)

Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, MG, 30190-131
(Endereço da sede)

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com o art. 12(b) do *Act*:

Denominação de cada classe:	**Nome de cada bolsa em que Registrada:**
Ações Preferenciais, valor nominal de R$5,00	Bolsa de Valores de Nova York *
American Depositary Shares, cada qual representativa de 1 Ação Preferencial, sem valor nominal	Bolsa de Valores de Nova York
Ações Ordinárias, valor nominal de R$5,00	Bolsa de Valores de Nova York *
American Depositary Shares, cada qual representativa de 1 Ação Ordinária, sem valor nominal	Bolsa de Valores de Nova York

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com o art. 12(g) do *Act*:
Nenhum

Valores mobiliários em relação aos quais existe obrigação de prestar informações de acordo com o art. 15(d) do *Act*:
Nenhum

Indicar o número de ações em circulação de cada uma das espécies do capital social ou o número de ações ordinárias emitidas pela Requerente no encerramento do período coberto pelo relatório anual:

372.837.085Ações Ordinárias
480.181.143 Ações Preferenciais

Assinalar se a Requerente é uma reconhecida emissora sazonal, conforme definido na *Rule 405 do Securities Act*. Sim ☒ Não ☐

Se o presente relatório é um relatório anual ou de transição, indicar se a Requerente não deve arquivar relatórios conforme o art. 13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934. Sim ☐ Não ☒

Indicar se a Requerente (1) arquivou todos os relatórios que devem ser arquivados segundo o Artigo 13 ou 15 (d) do *Securities Exchange Act* de 1934 no período precedente de 12 meses (ou período menor no qual a Requerente estava obrigada a divulgar e registrar esses arquivos) e (2) esteve sujeita a tais exigências de arquivamento nos últimos 90 dias. Sim ☒Não ☐

Assinalar se a Requerente submeteu por meio eletrônico e disponibilizou em seu *website* corporativo, caso existente, todos os arquivos interativos cujo envio e disponibilização são exigidos nos termos da *Rule 405* da *Regulation S-T* (§232.405 deste capítulo) no período precedente de 12 meses (ou por período inferior no qual foi requerido o envio ou disponibilização dos referidos arquivos pela Requerente). Sim ☐ Não ☐

Assinalar se a Requerente é requerente de grande porte de processo acelerado (*large accelerated filer*), requerente de processo acelerado (*accelerated*) ou requerente de processo não acelerado (*non-accelerated*). Vide a definição de "requerente de processo acelerado e requerente de grande porte de processo acelerado" no art. 12b-2 do *Exchange Act* (marque um): Requerente de Processo Acelerado de Grande Porte ☒ Requerente de processo Acelerado ☐ Requerente de processo não acelerado ☐

Assinalar qual norma contábil a Requerente utilizou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste arquivamento: U.S. GAAP ☐ IFRS ☒ Outro ☐

Caso a opção "Outro" tenha sido assinalada acima, indicar qual item da demonstração financeira a Requerente optou por seguir: Item 17 ☐ Item 18 ☐

Na hipótese do presente relatório ser um relatório anual, indicar se a Requerente é uma *shell company* (de acordo com o artigo 12b-2 do *Securities Exchange Act*). Sim ☐ Não ☒

* Não para comercialização, mas apenas em relação ao registro de *American Depositary Shares*, conforme os requisitos da *Securities and Exchange Commission*.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

ÍNDICE

PART I

Item 1 Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores 5
Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto 5
Item 3. Informações Relevantes 5
Item 4. Informações sobre a Companhia 20
Item 4A. Comentários não resolvidos do *staff* ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 6. Conselheiros, Diretores Seniores e Empregados ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas ..... **Erro! Indicador não definido.**2
Item 8. Informações Financeiras ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 9. A Oferta e a Listagem ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 10. Informações Adicionais ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 12. Descrição de Outros Valores Mobiliários além das Ações ..... **Erro! Indicador não definido.**

PARTE II

Item 13. Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 14. Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Destinação de Recursos **Erro! Indicador nã**
Item 15. Controles e Procedimentos ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 16B. Código de Ética ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 16C. Principais Honorários e Serviços dos Auditores ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 16D. Isenções de Padrões de Listagem para os Comitês de Auditoria ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 16E. Aquisição de Valores Mobiliários pela Emissora e por Adquirentes Afiliados ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 16F. Alterações no Credenciamento de Auditores Certificados da Requerente ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 16G. Governança Corporativa ..... **Erro! Indicador não definido.**

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 18. Demonstrações Financeiras ..... **Erro! Indicador não definido.**
Item 19. Anexos ..... **Erro! Indicador não definido.**

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG é uma sociedade por ações de economia mista, constituída e existente nos termos das leis da República Federativa do Brasil, ou Brasil. As referências contidas no presente relatório anual quanto à "CEMIG", "nós", "nossa" ou "Companhia" constituem referência à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e às suas subsidiárias consolidadas, exceto quando a referência seja expressamente à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (controladora apenas) ou conforme exigido pelo contexto. As referências a "real", "reais" ou "R$" dizem respeito a reais do Brasil (plural) e ao real do Brasil (singular), moeda corrente oficial do Brasil, ao passo que as referências a "dólares dos Estados Unidos", "dólares" ou "US$" se referem a dólares dos Estados Unidos.

Nossos livros e registros são escriturados em reais. Nossas demonstrações financeiras são elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Contabilidade, ou "IFRS", emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade ("IASB"). Para fins do presente relatório anual, elaboramos balanços patrimoniais consolidados referentes a 31 de dezembro de 2012 e 2011, e as correspondentes demonstrações do resultado e lucro abrangente, fluxos de caixa e mutações do patrimônio líquido relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010, em reais, todas em conformidade com as IFRS, conforme emitidas pelo IASB. Nossas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2012 foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes e de 31 de dezembro de 2011 e 2010 foram auditadas pela KPMG Auditores Independentes, conforme expresso em seus respectivos relatórios contidos neste documento.

O presente relatório anual contém conversões de certos valores em reais para dólares dos Estados Unidos a taxas especificadas tão somente para fins de conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de reais à taxa de câmbio de R$2,0476 para US$1,00, certificada, para fins alfandegários, pelo Conselho do *Federal Reserve* dos EUA, em 31 de dezembro de 2012. Veja a seção "Item 3. Informações Relevantes – Taxas de Câmbio" para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, segundo a taxa acima indicada ou por qualquer outra taxa.

POSIÇÃO DE MERCADO E DEMAIS INFORMAÇÕES

As informações contidas no presente relatório anual acerca de nossa posição de mercado são, ressalvadas as indicações em contrário, apresentadas com relação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 e tomam por base ou são derivadas dos relatórios emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ou Aneel, e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE.

Certos termos são definidos quando da primeira vez em que são empregados no presente relatório anual. Conforme aqui empregadas, todas as referências a "GW" e "GWh" constituem referência a gigawatts e gigawatt-hora, respectivamente, as referências a "MW" e "MWh" constituem referência a megawatts e megawatt-hora, respectivamente, e as referências a "kW" e "kWh" constituem referência a quilowatts e quilowatt horas, respectivamente.

Neste relatório anual, os termos "ações ordinárias" e "ações preferenciais" se referem às ações ordinárias e preferenciais, respectivamente. Os termos "*American Depositary Shares* de Ações Preferenciais" ou "ADSs de Ações Preferenciais" referem-se às *American Depositary Shares*, cada qual representando uma ação preferencial. Os termos "*American Depositary Shares* de Ações Ordinárias" ou "ADSs de Ações Ordinárias" referem-se às *American Depositary Shares*, cada qual representando uma ação ordinária. Nossas ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias são aqui mencionadas, coletivamente, como "ADSs", e os "*American Depositary Receipts* de Ações Preferenciais," ou ADRs de Ações Preferenciais, e os "*American Depositary Receipts* de Ações Ordinárias," ou ADRs de Ações Ordinárias, são aqui mencionados, coletivamente, como "ADRs".

Em 29 de abril de 2009, uma bonificação de 25,00% em ações foi distribuída às ações preferenciais e ordinárias. Em 13 de maio de 2009, um ajuste equivalente foi realizado nas ADSs por meio da emissão de ADSs adicionais. Em 29 de abril de 2010, uma bonificação de 10,00% em ações foi distribuída às ações preferenciais e ordinárias. Em 10 de maio de 2010, um ajuste correspondente foi realizado às ADSs por meio da emissão de ADSs adicionais. Em 30 de abril de 2012, uma bonificação de 25,00% foi paga sobre as ações preferenciais e ordinárias. Em 11 de maio de 2012, um ajuste correspondente foi feito às ADSs por meio da emissão de ADSs adicionais. Em 7 de maio de 2013, sujeito à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de abril de 2013, as ações preferenciais serão bonificadas em 12.85%. Em 14 de maio de 2013, sujeito à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de Abril de 2013, um ajuste correspondente ao número de ADSs das ações preferenciais será feito através da emissão adicional de ADS. As ADSs das ações preferenciais são evidenciadas por ADRs das ações preferenciais, emitidas de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datada de 10 de agosto de 2001, conforme alterado em 11 de junho de 2007, celebrada entre a Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs das ações preferenciais evidenciadas por ADRs emitidos nos termos do referido instrumento (a "Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito"). As ADSs de Ações Ordinárias são representadas por ADRs de Ações Ordinárias, emitidos de

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, celebrado entre nossa Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário, e os titulares ou beneficiários de ADSs de Ações Ordinárias representadas por ADRs de Ações Ordinárias emitidos (o "Contrato de Depósito das ADSs de Ações Ordinárias" e, juntamente com o Segundo Aditivo e o Contrato de Depósito Aditado, os "Contratos de Depósito")

DECLARAÇÕES E EXPECTATIVAS FUTURAS

O presente relatório anual inclui declarações e expectativas futuras, principalmente no "Item 3. Informações Relevantes", "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" e no "Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado". Baseamos estas declarações e expectativas futuras em grande parte em nossas atuais expectativas e projeções sobre acontecimentos futuros e tendências financeiras que afetam nossos negócios. Estas declarações e expectativas futuras estão sujeitas a riscos, incertezas e suposições, inclusive, entre outras coisas:

- conjuntura econômica, política e comercial geral, principalmente na América Latina, no Brasil, no Estado de Minas Gerais, ou Minas Gerais, no Estado do Rio de Janeiro, no Brasil, ou Rio de Janeiro, bem como em outros Estados do Brasil;
- inflação e variações cambiais;
- cumprimento da regulamentação do setor elétrico do Brasil;
- alterações de volumes e padrões de uso de energia elétrica pelo consumidor;
- condições concorrenciais nos mercados de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil;
- nossas expectativas e estimativas referentes a desempenho financeiro, planos de financiamento e efeitos da concorrência no futuro;
- nosso nível de endividamento e o perfil do vencimento da nossa dívida;
- probabilidade de recebermos pagamento relativo a contas a receber;
- tendências previstas no setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, especialmente em Minas Gerais e Rio de Janeiro;
- alterações dos níveis pluviométricos e hídricos nos reservatórios utilizados para funcionamento das nossas centrais de geração hidrelétrica;
- nossos planos de investimentos de capital;
- nossa capacidade de atender nossos clientes de forma satisfatória;
- nossa capacidade de renovar nossas concessões, alvarás e licenças em condições tão favoráveis como aquelas que hoje estão em vigor, ou simplesmente de não renová-las;
- regulamentação governamental existente e futura relativa a tarifas de energia elétrica, ao uso de energia elétrica, à concorrência em nossa área de concessão e a outras questões;
- nossa habilidade para integrar as operações das companhias que adquirimos e que podemos vir a adquirir;
- políticas existentes e futuras do Governo Federal brasileiro, ao qual nos referimos como Governo Federal;
- políticas existentes e futuras do governo de Minas Gerais, ao qual nos referimos como Governo Estadual, inclusive políticas que afetam os investimentos por ele realizados em nossa Companhia e os planos do Governo Estadual quanto à futura expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em Minas Gerais; e
- outros fatores de risco apresentados no "Item 3. Informações Relevantes - Fatores de Risco".

As declarações e expectativas futuras mencionadas acima incluem também informações relativas aos nossos projetos de expansão de capacidade em andamento, bem como aos que estamos atualmente avaliando. Além dos riscos e incertezas citados acima, nossos projetos de expansão em potencial implicam riscos de engenharia, construção, regulatórios e outros riscos significativos que poderão:

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

- atrasar ou impedir a conclusão bem-sucedida de um ou mais projetos;
- aumentar os custos de projetos; ou
- resultar na falha das instalações para operar ou gerar receitas de acordo com as nossas expectativas.

As palavras “acredita,” “poderá,” “estima,” “continua,” “prevê,” “pretende,” “espera” e palavras similares destinam-se a identificar declarações e expectativas futuras. Não assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer declarações e expectativas futuras em razão de informações novas, acontecimentos futuros ou por outro motivo. À luz destes riscos e incertezas, as informações, declarações e expectativas futuras tratadas no presente relatório anual talvez não cheguem a ocorrer. Nossos resultados e desempenho efetivos poderiam diferir substancialmente daqueles previstos em nossas declarações e expectativas futuras.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

PART I

Item 1 Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Não aplicável.

Item 3. Informações Relevantes

Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas selecionadas nas datas e em relação a cada um dos períodos indicados em conformidade com as IFRS. As informações a seguir deverão ser lidas em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas, incluindo suas respectivas notas explicativas, constantes do presente relatório anual e em conjunto com as informações apresentadas no "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" e a "Apresentação das Informações Financeiras".

As informações financeiras selecionadas de 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010, e referentes a cada um dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010, em IFRS, foram resultantes de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e das suas respectivas notas explicativas contidas em outras seções do presente relatório anual. Os valores em dólares dos Estados Unidos apresentados nas tabelas abaixo foram incluídos para conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de valores em reais à taxa de R$2,0476 por US$1,00, a taxa de câmbio em 30 de dezembro de 2012. O real sofreu historicamente alta volatilidade. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa. Em 19 de abril de 2013, a taxa de câmbio do real era de R$2,0075 por US$1,00. Veja a seção "– Taxas de Câmbio".

Algumas contas das demonstrações financeiras anteriores, apesar de não serem materiais em escala, foram reclassificadas com o propósito de comparação com as demonstrações financeiras referentes ao exerc´cio encerrado em 31 de dezembro de 2012. Os erros de períodos anteriores não foram materiais ou intencionais. Apesar dos ajustes não serem materiais em escala, de forma individual ou agregada, a Companhia decidiu ajustar as contas comparativas de 2011 e 2010 para a apresentação das demonstrações financeiras de 2012, com o objetivo de manter a comparação ideal das contas. Nem o lucro líquido ou os ativos líquidos foram ajustados como resultado da reclassificação. Veja a nota 2.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para maiores detalhes.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Dados Financeiros Selecionados Consolidados em IFRS

Dados Financeiros Consolidados em IFRS	Exercício findo em 31 de dezembro de				
	2012 (em milhões de US$)(1)	2012	2011	2010	2009
		(em milhões de R$, exceto por informações referentes a ação/ADS ou se indicado de outra forma)			
Dados da demonstração do resultado:					
Receita operacional líquida:					
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	8.142	16.671	14.955	13.219	13.233
Receita do fornecimento no atacado a outras concessionárias e PROINFA	948	1.942	1.613	1.469	1.638
Receita de uso da rede de distribuição de eletricidade (TUSD)	1.082	2.216	1.978	1.658	1332
Receita de uso do sistema de concessão de transmissão	818	1.675	1.407	1.141	879
Receita de transmissão de indenização	94	192	-	-	-
Receitas de construção	797	1.631	1.541	1.341	1.291
Operações de energia na CCEE	209	427	269	133	137
Outras receitas operacionais	647	1.324	983	924	652
Imposto sobre as receitas e taxas regulatórias	(3.720)	(7.618)	(6.997)	(6.095)	(5.737)
Total das receitas operacionais líquidas	9.017	18.460	15.749	13.790	13.425
Custos e despesas operacionais:					
Energia elétrica comprada para revenda	(2.906)	(5.951)	(4.278)	(3.722)	(3.199)
Taxas para uso das redes básicas de transmissão	(494)	(1.011)	(830)	(729)	(853)
Depreciação e amortização	(489)	(1.001)	(983)	(927)	(904)
Pessoal	(665)	(1.361)	(1.249)	(1.212)	(1.318)
Gás comprado para revenda	(242)	(495)	(329)	(225)	(167)
Royalties pelo uso de recursos hídricos	(91)	(186)	(154)	(140)	(154)
Serviços terceirizados	(550)	(1.127)	(1.031)	(923)	(819)
Obrigações pós-aposentadoria	(65)	(134)	(124)	(107)	(150)
Materiais	(40)	(82)	(98)	(134)	(114)
Provisão para perdas operacionais	(382)	(782)	(257)	(138)	(124)
Participação nos lucros dos funcionários e administradores	(119)	(244)	(221)	(325)	(239)
Custos de construção	(796)	(1.630)	(1.529)	(1.328)	(1.410)
Outras despesas operacionais, líquidas	(310)	(634)	(362)	(321)	(316)
Total das despesas e custos operacionais	(7.149)	(14.638)	(11.445)	(10.231)	(9.767)
Resultado de Subsidiárias	(1)	(3)	(1)	-	-
Ganho na diluição da participação controlada em conjunto	129	264	-	-	-
Lucro operacional antes de Receita Financeira (despesas) e Impostos	1.996	4.083	4.303	3.559	3.658
Receitas (despesas) financeiras líquidas	611	1.252	(970)	(753)	(326)
Lucro antes de impostos	2.607	5.335	3.333	2.806	3.332
Despesa de imposto de renda	(519)	(1.063)	(918)	(548)	(1.126)
Lucro anual	2.088	4.272	2.415	2.258	2.206
Participações não controladoras					(73)
Outro lucro (prejuízo) abrangente	1	3	6		
Resultado abrangente	2.089	4.275	2.421	2.258	2.133
Lucro (prejuízo) básico: (2)					
Por ação ordinária	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59
Por ação preferencial	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Dados Financeiros Consolidados em IFRS	**Exercício findo em 31 de dezembro de**				
	2012 (em milhões de US$)(1)	**2012**	**2011**	**2010**	**2009**
		(em milhões de R$, exceto por informações referentes a ação/ADS ou se indicado de outra forma)			
Por ADS	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59
Lucro (prejuízo) diluído: (2)					
Por ação ordinária	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59
Por ação preferencial	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59
Por ADS	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59

	Exercício findo em 31 de dezembro de				
	2012 (em milhões de US$)(1)	**2012**	**2011**	**2010**	**2009**
		(em milhões de R$, exceto por informações referentes a ação/ADS ou se indicado de outra forma)			
Dados do balanço patrimonial:					
Ativo:					
Ativo circulante	5.856	11.990	8.532	8.086	8.617
Ativo imobilizado líquido	4.303	8.811	8.662	8.229	8.303
Ativos intangíveis	2.185	4.473	5.404	4.948	3.705
Ativos financeiros de concessões	5.453	11.166	9.086	7.672	5.508
Contas a receber do Governo Estadual de Minas Gerais	-	-	1.830	1.837	1.824
Outros ativos	2.116	4.333	3.495	2.702	2.337
Total do ativo	19.913	40.773	37.009	33.474	30.294
Passivo:					
Parcela circulante da dívida de longo prazo	3.470	7.106	7.821	2.203	6.659
Outros passivos circulantes	3.517	7.201	4.348	4.200	3.620
Total passivo circulante	6.987	14.307	12.169	6.403	10.279
Dívida de longo prazo	4.427	9.064	7.958	11.024	4.634
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria – longo prazo	1.089	2.229	2.187	2.062	1.915
Outros passivos de longo prazo	1.528	3.129	2.950	2.509	2.301
Total passivos de longo prazo	7.010	14.422	13.095	15.595	8.850
Capital acionário	2.083	4.265	3.412	3.412	3.102
Reservas de capital	1.931	3.954	3.954	3.954	3.969
Reservas de lucro	1.395	2.856	3.293	2.874	3.177
Outras receitas acumuladas	471	965	1.081	1.211	1.343
Outros capitais acionários	2	4	5	25	(426)
Total de capital acionário	5.882	12.044	11.745	11.476	11.165
Total de obrigações e capital acionário	19.913	40.773	37.009	33.474	30.294

Outros dados:				
Média ponderada das ações em circulação – base: (2)	**2012**	**2011**	**2010**	**2009**
Ordinárias	372.837.085	372.837.085	372.837.085	372.837.085
Preferenciais	480.181.143	480.181.143	480.181.143	480.181.143
Dividendos por ação (2)				
Ordinárias	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Preferenciais	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Dividendos por ADS (2)	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Dividendos por ação (3)(2)				
Ordinárias	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53
Preferenciais	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53
Dividendos por ADS (3)(2)	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Média ponderada das a ções em circulação – diluídas: (2)				
Ordinárias	372.837.085	372.837.085	372.837.085	372.837.085
Preferenciais	480.181.143	480.181.143	480.181.143	480.81.143
Dividendos por ação diluída (2)				
Ordinárias	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Preferenciais	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Dividendos por ADS diluída (2)	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Dividendos por ação diluída (3)(2)				
Ordinárias	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53
Preferenciais	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53
Dividendos por ADS diluída (3)(2)	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53

(1) Convertido à taxa de câmbio de US$1.00 para R$2.0476, taxa de câmbio de 31 de dezembro de 2012. Veja "- Taxa de Câmbio"

(2) Números por ação foram ajustados para refletir os dividendos sobre as nossas ações em abril de 2012, e números por ADS foram ajustados para refletir os ajustes correspondentes em nossos ADS.

(3) Esta informação é apresentada em dólares norte amerciados na taxa de câmbio em vigor ao final de cada ano.

Taxas de Câmbio

Em 4 de março de 2005, o Conselho Monetário Nacional (CMN) consolidou o mercado de câmbio comercial e o mercado de câmbio flutuante em um único mercado de câmbio. Tal regulamentação permite, ainda que sujeitas a certos procedimentos e disposições normativas específicas, a compra e venda de moeda estrangeira e a transferência internacional de reais por uma pessoa ou empresa estrangeira, sem limites quanto ao valor. Adicionalmente, todas as operações de câmbio devem ser realizadas por instituições financeiras autorizadas pelo Banco Central do Brasil (Banco Central do Brasil ou Banco Central) para operar em tal mercado.

A legislação brasileira dispõe que quando houver (i) um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, ou (ii) razões relevantes para se prever um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, restrições temporárias poderão ser impostas sobre as remessas de capital estrangeiro para o exterior. No passado, o Banco Central interveio ocasionalmente com a finalidade de controlar variações instáveis nas taxas de câmbio. Não podemos prever se o Banco Central ou o Governo Federal continuarão a permitir que o real flutue livremente ou se intervirá nas taxas de câmbio. O real poderá se desvalorizar ou valorizar substancialmente em relação ao dólar dos Estados Unidos e outras moedas no futuro. Flutuações das taxas de câmbio podem também afetar os valores em dólares dos Estados Unidos recebidos por detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias. Realizaremos quaisquer distribuições com relação às nossas ações preferenciais ou ações ordinárias em reais, e o depositário converterá essas distribuições em dólares dos Estados Unidos para pagamento aos detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias. Não podemos afirmar que tais medidas não serão aplicadas pelo governo brasileiro no futuro, o que poderia impedir o pagamento de distribuições para detentores de ADSs. Flutuações na taxa de câmbio também podem afetar o valor equivalente, em dólares dos Estados Unidos, ao preço em reais das ações preferenciais ou das ações ordinárias na bolsa de valores brasileira em que as mesmas são negociadas. Flutuações na taxa de câmbio também podem afetar nossos resultados operacionais. Para mais informações Veja a seção "Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil – A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias".

A tabela abaixo apresenta, para os períodos indicados, as taxas de câmbio mínimas, máximas, médias e de encerramento de período do real, expressas em reais por US$1,00.

	Reais por US$1,00			
Mês	**Mínima**	**Máxima**	**Média**	**Encerramento do período**
Outubro de 2012	2,0210	2,0436	2,0297	2,0298
Novembro de 2012	2,0304	2,1118	2,0662	2,1118
Dezembro de 2012	2,0445	2,1141	2,0775	2,0476
Janeiro de 2013	1,9860	2,0478	2,0281	1,9875
Fevereiro de 2013	1,9564	1,9913	1,9729	1,9767
Março de 2013	1,9480	2,0210	1,9842	2,0210
Abril de 2013 (1)	1,9690	2,0235	1,9973	2,0075

(1) Em 19 de abril de 2013.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

	Reais por US$1.00			
Exercício encerrado em 31 de dezembro de	**Mínima**	**Máxima**	**Média**	**Encerramento do período**
2008	1,5580	2,6190	1,8322	2,3130
2009	1,6995	2,4420	1,9976	1,7425
2010	1,6574	1,8885	1,7600	1,6631
2011	1,5375	1,8865	1,6723	1,8627
2012	1,6997	2,1141	1,9535	2,0476

Fonte: *U.S. Federal Reserve Board* (Banco Central dos Estados Unidos).

Fatores de Risco

O investidor deverá levar em consideração os riscos a seguir, bem como as demais informações contidas no presente relatório anual ao avaliar o investimento em nossa Companhia.

Riscos Relativos à CEMIG

O Poder Público pode intervir nas nossas concessões a fim de assegurar a adequação na prestação de serviços, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e financeiros.

O Poder Público pode intervir nas concessões a fim de assegurar a adequação na prestação de serviços, e/ou o fiel cumprimento das disposições contratuais, regulamentares e/ou legais, e também pode interferir nas operações ou regular receitas provenientes das operações em nossas instalações. Em caso de intervenção das autoridades públicas nas nossas concessões, interferências em nossas operações ou regulação de receitas podem afetar adversamente nosso negócio, resultados das operações e condição financeira.

Não temos certeza da renovação de nossas concessões.

Conduzimos a maioria das nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica por meio de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal. A Constituição Brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos sejam objeto de licitação. Em 1995, em um esforço para implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal instituiu certas leis e regulamentos, denominados coletivamente como Lei de Concessões, os quais regem os procedimentos de licitação do setor elétrico. De acordo com a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou a Lei das Concessões, conforme alterada pela Lei Federal nº 10.848, de 15 de março de 2004, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, mediante requerimento do concessionário, as concessões poderão ser prorrogadas pelo Governo Federal por até 20 (vinte) anos, não estando sujeitas a processo licitatório, desde que observados os requisitos mínimos pela concessionária e que a proposta seja aceita pelo Governo Federal.

Em 11 de setembro de 2012, o Governo brasileiro emitiu a Medida Provisória 579 ou MP 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783, que regula a prorrogação das concessões concedidas antes da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Nos termos da MP 579, essas concessões podem ser prorrogadas uma única vez, por até 30 anos, a critério do Poder Concedente. Em 4 de dezembro de 2012, a Companhia assinou o terceiro aditamento ao Contrato de Concessão de Transmissão 006/1997, prorrogou que a concessão por 30 anos nos termos da MP 579, de 1.° de janeiro de 2013. No entanto, a Companhia optou por não solicitar a prorrogação das concessões de geração que expiram no período de 2013 a 2017. Para as usinas que teriam uma primeira prorrogação antes da MP 579, o que inclui as de Jaguara, São Simão e Miranda, nós acreditamos que o Contrato de Concessão de Geração 007/1997 permite a prorrogação da concessão destas usinas por mais 20 anos, sem nenhuma condição adicional. Para os outros empreendimentos de geração das companhias com concessões que expiram no período de 2015 a 2017, o que inclui Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Piau, Gafanhoto, Peti, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Sumidouro, Anil, Poquim, Dona Rita e Volta Grande - a Companhia optou, nos termos da MP 579, por não solicitar a prorrogação de suas concessões.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal com relação a novos contratos de concessão, renovação de concessões existentes e de acordo com as disposições estabelecidas pela MP 579 para a renovação dos contratos de concessão de distribuição, geração e transmissão, não podemos garantir que novas concessões serão obtidas ou que nossas concessões atuais serão renovadas em termos tão favoráveis quanto aqueles atualmente em vigor. Veja a seção "Item 4. Informações sobre a Companhia – Concorrência – Concessões" e "Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro — Concessões". A não renovação de quaisquer de nossas concessões poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Podemos não ser capazes de concluir nosso programa de investimentos pretendido.

Nosso Estatuto estabelece que poderemos utilizar até 40,0% de nosso LAJIDA (lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização), em cada exercício social, em investimentos de capital e aquisições. Nossa capacidade para implementar nosso programa de investimentos depende de diversos fatores, incluindo nossa capacidade de cobrar tarifas

adequadas por nossos serviços, nosso acesso ao mercado de capitais doméstico e internacional e uma gama de fatores operacionais e de outra natureza. Ademais, os planos de expansão de nossa capacidade de geração e transmissão estão sujeitos a processo licitatório regido pela Lei de Concessões. Não podemos garantir que teremos os recursos financeiros para concluir esse programa, o que poderá afetar nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira.

A Aneel possui discricionariedade para estabelecer as tarifas que a Cemig Distribuição cobra dos consumidores. Tais tarifas são determinadas pela Aneel e destinam-se a preservar o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão celebrados com a Aneel (atuando em nome do Governo Federal).

Os contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo de preços máximos que permite três tipos de reajustes de tarifas: (1) o reajuste anual; (2) a revisão periódica; e (3) a revisão extraordinária. O reajuste anual visa compensar a Companhia por variações em nossos custos que estão fora de nosso controle, como o custo da eletricidade para abastecer os consumidores, que são administrados pelo governo, e encargos de transmissão e distribuição de energia elétrica por meio de instalações de transmissão e distribuição de outras concessionárias. A cada cinco anos há uma revisão tarifária periódica que visa compensar a Companhia pelas mesmas variações em nossos custos consideradas para o reajuste anual, remunerando-nos pelos ativos que construímos durante o período de cinco anos e definindo um fator com base nos nossos ganhos de escala, que será considerado em nossos reajustes tarifários anuais. Se houver um imprevisto que altere significativamente o equilíbrio econômico e financeiro de nossa concessão, pode haver uma revisão extraordinária de nossas tarifas pela Aneel.

Em todas as três formas de reajustes, apesar da existência de regras e procedimentos preestabelecidos que devem ser seguidos pela Aneel e pela Companhia, a Aneel pode agir como julgar apropriado e oportuno em qualquer situação em benefício dos direitos dos consumidores. Assim, embora nossos contratos de concessão prevejam que devamos manter o equilíbrio econômico-financeiro, não podemos garantir que a Aneel estabelecerá tarifas que nos compensarão adequadamente com relação aos investimentos feitos ou que cobrirão integralmente os custos operacionais das concessionárias.

Interrupções das operações ou degradação da qualidade dos nossos serviços pode ter efeito adverso sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A operação de complexas redes de transmissão de energia elétrica e sistemas envolvem diversos riscos, tais como dificuldades operacionais e interrupções inesperadas, causadas por eventos fora de nosso controle. Estes eventos incluem acidentes, quebras ou falhas de equipamentos ou procedimentos, desempenho abaixo dos níveis esperados de disponibilidade e eficiência dos equipamentos de transmissão e catástrofes como explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos, sabotagem ou outros eventos semelhantes. Além disso, atos de agências governamentais responsáveis pela rede de energia elétrica, o ambiente, as operações e outras questões que afetam a transmissão de energia elétrica podem ter efeito adverso sobre o funcionamento e rentabilidade das operações de nossas linhas de transmissão.

Nossa cobertura de seguro pode não ser suficiente para cobrir integralmente os custos e/ou perdas que podemos incorrer como resultado de danos aos nossos ativos e/ou interrupções do serviço, o que poderia efeito adverso sobre nossos negócios, condição financeira e resultados das operações. Para mais informações sobre o nosso risco de cobertura de seguro, consulte "—O seguro contratado por nós pode não ser suficiente para compensar os danos."

As receitas geradas a partir de implantação, operação e manutenção de nossas instalações dependem da disponibilidade dos nossos serviços. Se os nossos serviços se tornarem indisponíveis, podemos estar sujeitos a reduções na Receita Anual Permitida (ou "RAP") associada aos nossos contratos de concessão, e podemos enfrentar certas penalidades, dependendo do tempo de duração da indisponibilidade do serviço. Portanto, interrupções em nossas linhas de transmissão e subestações podem causar um efeito material adverso sobre nossos negócios, condição financeira e resultados das operações.

Podemos incorrer em prejuízos relativos a processos judiciais pendentes.

Somos réus em diversos processos judiciais e administrativos de naturezas cível, administrativa, ambiental, tributária, trabalhista, regulatória, dentre outros. Esses processos envolvem uma ampla gama de questões e visam à obtenção de indenizações e reparações em dinheiro e obrigações de fazer. Vários litígios individuais respondem por uma parcela significativa do valor total dos processos movidos contra a nossa Companhia. Nossas demonstrações financeiras incluem provisões para contingências no valor total de R$468 milhões, em 31 de dezembro de 2012, das ações cuja expectativa de perda foi considerada mais provável que sim. Decisões desfavoráveis em nossos processos judiciais podem reduzir nossa liquidez e afetar negativamente nossos negócios, condição financeira ou resultados das operações. Na hipótese de as nossas provisões legais serem insuficientes, o pagamento dos processos em valor que exceda os valores provisionados poderá causar um efeito adverso nos nossos resultados operacionais e condição financeira.

As regras para a venda de energia elétrica e as condições de mercado podem afetar os preços de venda de energia.

De acordo com a legislação aplicável, nossas companhias de geração de energia não estão autorizadas a vender energia diretamente para nossas distribuidoras. Dessa forma, nossas companhias de geração de energia vendem a energia em um mercado regulamentado, através de leilões públicos realizados pela Aneel (o "Mercado Regulamentado", o "Ambiente de Contratação

Regulado - ACR" ou o "Pool") ou no Ambiente de Contratação Livre (o "ACL"). A legislação aplicável permite aos distribuidores que celebrarem contratos com as nossas companhias de geração de energia no âmbito do Ambiente de Contratação Regulado e a reduzir a quantidade de energia contratada em contratos de energia existentes em até 4% ao ano em relação ao valor do contrato original para o inteiro período do contrato, expondo nossas companhias de geração de energia ao risco de não conseguirem vender a energia assim descontratada a preços adequados.

Realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia, principalmente no ACL, por meio de nossas companhias de geração e comercialização de energia. Os contratos firmados no ACL podem ser celebrados com outros agentes de geração, de comercialização e principalmente com os "Consumidores Livres", que são os consumidores com demanda igual ou superior a 3MW, os quais podem escolher seu fornecedor de energia. Alguns contratos com esse tipo de consumidor possibilitam ao mesmo comprar um maior ou menor volume de energia (de 5% em média) de nossas companhias em relação ao originalmente contratado, o que poderá acarretar um impacto prejudicial sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Outros contratos não permitem esse tipo de flexibilidade na compra de energia, mas o aumento da concorrência no Ambiente de Contratação Livre pode influenciar a ocorrência desse tipo de acordo em contratos de compra nesse ambiente de contratação.

Além dos Consumidores Livres, há uma classe de clientes denominada "Consumidores Especiais", que são aqueles com demanda contratada entre 500kW e 3MW. Os Consumidores Especiais são elegíveis para aderirem ao Ambiente de Contratação Livre desde que comprem energia de fontes alternativas incentivadas, como Pequenas Centrais Hidrelétricas, usinas a biomassa ou parques eólicos. Realizamos esses tipos de operações com Consumidores Especiais por meio de alguns de nossos próprios recursos energéticos localizados em algumas de nossas subsidiárias, mas a partir de 2009, aumentamos essas operações de energia alternativa e desenvolvemos uma carteira de contratos de compra para esse tipo de energia. Os termos desses acordos para a venda de energia a Consumidores Especiais têm certas flexibilidades com relação aos requisitos de nível de consumo que visam a atender as demandas dos Consumidores Especiais, associadas ao histórico do nível de consumo de energia do cliente. Grandes variações no preço de mercado de energia podem gerar posições de curto prazo que poderiam afetar negativamente os resultados de nossas operações e nossa condição financeira.

A falta de liquidez no mercado de negociação ou a volatilidade dos preços futuros devido a condições de mercado e/ou percepções de mercado podem afetar adversamente os resultados das nossas operações. Adicionalmente, caso não consigamos vender toda a nossa capacidade de geração nos termos de nossos contratos de compra, nos leilões regulados ou no ambiente de contratação livre, a capacidade não vendida será liquidada na CCEE a preços de liquidação de diferenças, ou PLD, que tendem a ser muito voláteis. Se isso ocorrer em períodos de baixos preços de liquidação, nossas receitas e resultados operacionais poderão ser afetados adversamente.

A introdução da Lei n º 12.783 trouxe algumas mudanças na organização do mercado brasileiro de energia e os impactos desse novo regulamento ainda não podem ser avaliados; no entanto, sua implementação pode ter efeito adverso nos nossos negócios e no resultado das nossas operações.

Requerimentos e restrições das agências ambientais poderão acarretar custos adicionais à nossa Companhia.

Nossas operações relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como à distribuição de gás natural, estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais e também a numerosas exigências atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente. Atrasos ou indeferimentos de pedidos de licença por parte dos órgãos ambientais, bem como nossa eventual impossibilidade de cumprir os requisitos estabelecidos por esses órgãos, durante os processos de licenciamento ambiental podem resultar em custos adicionais, ou mesmo proibir ou comprometer, conforme o caso, a construção e manutenção desses projetos.

O não cumprimento da legislação e regulação ambiental, como construção e operação de uma instalação potencialmente poluidora sem licença ou autorização ambiental válida, poderá, além da obrigação de reparar quaisquer danos que possam ser causados, resultar na aplicação a nós de sanções criminais, civis e/ou administrativas. De acordo com a legislação Brasileira, penalidades criminais, como restrição de direitos, e até mesmo prisão, podem ser aplicadas a indivíduos (incluindo diretores de pessoas jurídicas), e penalidades como multas, restrição de direitos e serviços comunitários podem ser aplicados a pessoas jurídicas. Em relação a sanções administrativas, dependendo das circunstâncias, as autoridades ambientais podem: impor aviso ou multas, variando de R$50 mil a R$50 milhões; requerer suspensão parcial ou total das atividades; suspender ou restringir benefícios fiscais; cancelar ou suspender linhas de crédito de instituições financeiras governamentais; ou nos proibir de contratar com agências, empresas ou autoridades governamentais. Quaisquer desses eventos pode afetar adversamente nossos negócios, resultado de operações e condição financeira.

Estamos sujeitos à legislação brasileira que exige pagamento de compensação caso nossas atividades tenham efeitos poluidores. De acordo com a legislação federal até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido para medidas compensatórias, em um montante que será definido segundo uma análise realizada caso a caso pelas autoridades ambientais, com base na extensão do impacto ambiental do projeto. Algumas disposições da legislação estadual estabelecem que as medidas de compensação devam ser adotadas com efeito retroativo a projetos concluídos antes da promulgação da legislação relevante. A natureza retroativa dessas disposições está sendo contestada

pelos algumas companhias e a matéria está sendo também discutida entre a SEMAD, a Procuradoria Geral do Estado – PGE e a Federação das Indústrias de Minas Gerais - FIEMG e não está claro se tais disposições serão aplicadas na prática. Neste momento, não é possível avaliar os efeitos de tal legislação para nós, mas essa legislação poderá fazer com que incorramos em custos adicionais, os quais podem afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira. Veja a seção "Item 4. Informações da Companhia - Questões Ambientais - Medidas Compensatórias".

Ademais, as leis do Estado de Minas Gerais, onde a maior parte dos empreendimentos da CEMIG está localizada, exigem a constituição de uma Reserva Florestal Legal correspondente a 20% da área total da propriedade rural utilizada em nossos empreendimentos. Devido ao parecer da Secretaria Estadual de Desenvolvimento Econômico (SEDE) de que não caberia a aplicação da reserva legal em empreendimentos hidrelétricos e ao impacto do Novo Código Florestal Brasileiro sobre a legislação no Estado de Minas Gerais, esse assunto ainda não está definido. Tampouco houve qualquer definição final sobre a aplicação da reserva legal aos empreendimentos já em operação e aos futuros empreendimentos. Neste momento, não é possível avaliar os efeitos de tal legislação, mas ela poderia afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira. Veja "Item 4. Informações sobre a Companhia - Questões Ambientais - Reservas Florestais Legais".

Por fim, a adoção ou implementação de novas leis e regulamentos de segurança, saúde e ambientais, novas interpretações de leis atuais, maior rigidez na aplicação das leis ambientais ou outros acontecimentos no futuro podem exigir que realizemos investimentos adicionais ou que incorramos em despesas operacionais adicionais a fim de manter nossas operações atuais, restringir nossas atividades de produção ou que adotemos outras ações que poderiam ter um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira.

Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual poderá ter interesses diversos dos interesses dos investidores.

Na qualidade de acionista controlador, o governo do Estado de Minas Gerais exerce influência substancial sobre a orientação estratégica dos nossos negócios. O governo do Estado de Minas Gerais atualmente detém 51% das nossas ações ordinárias e, consequentemente, tem o direito à maioria dos votos nas deliberações tomadas em nossas assembleias gerais, podendo (i) eleger a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração e (ii) determinar as matérias que exijam aprovação por *quorum* qualificado dos nossos acionistas, incluindo transações com partes relacionadas, reorganizações societárias e época de pagamento de quaisquer dividendos.

No passado, o Governo Estadual utilizou e poderá utilizar no futuro sua qualidade de acionista controlador para decidir se deveremos nos dedicar a certas atividades e efetuar certos investimentos destinados, principalmente, a promover seus objetivos políticos, econômicos ou sociais e não necessariamente para lograr o objetivo de melhoria dos nossos negócios e/ou resultados operacionais, o que poderá nos causar um efeito adverso relevante.

Atrasos na expansão de nossas instalações poderão aumentar significativamente nossos custos.

Atualmente nos dedicamos à construção de novas usinas hidrelétricas, eólicas, linhas de transmissão e subestações, bem como à avaliação de outros potenciais projetos de expansão. Nossa capacidade de concluir um projeto de expansão dentro do prazo e de determinado orçamento, sem efeitos econômicos adversos, está sujeita a vários riscos. Por exemplo:

- problemas diversos na fase de construção de um projeto de expansão (exemplos: embargos de obras, condições geológicas imprevistas, incertezas políticas e ambientais, liquidez dos parceiros, contratados e subcontratados);
- poderemos nos defrontar com desafios regulatórios ou legais que protelem a data inicial de operação de um projeto de expansão;
- nossas instalações novas poderão não operar à capacidade designada ou os custos para sua operação poderão ser maiores do que o previsto;
- talvez não consigamos obter capital de giro adequado para financiar nossos projetos de expansão; e
- poderemos enfrentar questões ambientais e reivindicações da população durante a construção de usinas de geração, linhas de transmissão e subestações.

Caso enfrentemos esses problemas ou outros relacionados à expansão de nossa capacidade de geração ou transmissão, a Companhia poderá incorrer em aumento de custos, ou, talvez, não atingir a receita prevista relacionada a tais projetos de expansão, alterando seus Planos de Negócio.

A Aneel possui alguma discricionariedade para estabelecer as receitas anuais permitidas para nossas empresas de transmissão, e reajustes que resultem em redução dessas Receitas Anuais Permitidas poderiam ter um efeito negativo significativo sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

A RAP que recebemos por nossas empresas de transmissão são determinadas pela Aneel, levando em conta os termos dos contratos de concessão celebrados com a Aneel, em nome do Governo Federal. Os contratos de concessão e a lei preveem que as receitas das empresas de transmissão sejam decididas pela Aneel e sejam calculadas com base na disponibilidade de ativos (linhas

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

e subestações) para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Os contratos de concessão preveem dois mecanismos de ajuste das receitas: (i) reajustes tarifários anuais e (ii) a revisão tarifária periódica (RTP). O reajuste tarifário anual de nossas receitas de transmissão ocorre anualmente em junho e entra em vigor em julho do mesmo ano. Os reajustes tarifários anuais consideram as receitas permitidas dos projetos que entraram em operação, e as receitas do período anterior são corrigidas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). A revisão tarifária periódica acontecia a cada quatro anos, mas a Lei N° 12.783 alterou o período de revisão tarifária para cinco anos. Nossa primeira revisão tarifária periódica ocorreu em julho de 2005 e a segunda, em julho de 2009. Durante a revisão tarifária periódica, os investimentos feitos pela concessionária no período e os custos operacionais da concessão são analisados pela Aneel, levando em conta apenas o investimento que ela considera prudente e os custos operacionais que ela avalia como tendo sido eficientes por meio de uma metodologia de benchmarking desenvolvida pela utilização de um modelo de eficiência com base na comparação de dados entre as várias empresas de transmissão no Brasil. Portanto, o mecanismo de revisão tarifária está sujeito, em certa medida, ao poder discricionário da Aneel, uma vez que pode deixar de incluir os investimentos feitos e pode reconhecer os custos operacionais como inferiores aos efetivamente incorridos, o que pode resultar em efeito adverso significativo sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Como mencionado acima, nós estendemos as concessões de parte de nossas linhas de transmissão nos termos da Lei n° 12.783, o que resultou no ajuste na RAP destas concessões, reduzindo a receita que receberemos das mesmas. O Governo Federal nos compensou pela redução da RAP de parte dessas concessões, mas os ativos em operação antes de 2000 ainda não o foram compensados. De acordo com Lei n° 12.783, nós receberemos a compensação pela redução na RAP dos ativos em operação antes de 2000 no prazo de 30 anos, corrigida pelo IPCA.

Disputas trabalhistas, greves e/ou paralisações de trabalho poderão ter um impacto negativo sobre o nosso negócio.

Praticamente todos os nossos empregados estão abrangidos pela legislação trabalhista brasileira aplicável a empregados do setor privado. Celebramos acordos coletivos com sindicatos que representam a maioria de nossos empregados.

Figuramos no polo passivo em reclamações trabalhistas instauradas por nossos empregados que se referem, em sua grande maioria, à remuneração de hora extra e de adicional de periculosidade. Também somos parte em ações relacionadas à terceirização de serviços, ajuizadas pelos empregados de nossos contratantes e subcontratantes exigindo o pagamento de obrigações trabalhistas pendentes. Veja a seção "Item 8. Informações Financeiras - Processos Judiciais - Obrigações Trabalhistas e de Fundo de Pensão".

Nas negociações para celebração do Acordo Coletivo de 2010, parte de nossos empregados entraram em greve por 20 dias. Durante as negociações de 2011 para a renovação do Acordo Coletivo de Trabalho (ACT), ocorreram 5 dias intermitentes de paralisação de nossos empregados. Durante as negociações de 2012 para a renovação do ACT, houve um dia de paralisação por 12% dos nossos funcionários. Em todos esses eventos, nosso Comitê de Emergência Operacional foi ativado e as greves e paralisações não afetaram o fornecimento de eletricidade aos nossos consumidores.

Nós não possuímos seguro contra perdas incorridas em decorrência de interrupções nos negócios causadas por ações trabalhistas. Na hipótese de greve, poderemos enfrentar uma perda imediata de receita. Disputas contratuais, greves, reclamações ou outros tipos de conflitos atinentes a nossos empregados ou a sindicatos que os representem, poderão causar efeito adverso sobre o nosso negócio, resultados operacionais ou condição financeira ou sobre nossa capacidade de manter níveis normais de serviço.

Estamos sujeitos a regras e limites aplicados a níveis de endividamento do setor público e a restrições sobre o uso de certos recursos que captamos, o que poderá nos impedir de obter financiamentos.

Na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a regras e limites atinentes ao nível de crédito aplicável ao setor público emitidos pelo CMN e pelo Banco Central. Essas regras fixam certos parâmetros e condições para que as instituições financeiras possam oferecer crédito a companhias do setor público. Desta forma, se não atendermos a essas condições e parâmetros, poderemos enfrentar dificuldade para obter financiamentos de instituições financeiras brasileiras, o que poderá criar dificuldades na implementação de nosso plano de investimento. A legislação brasileira também estabelece que uma companhia controlada pelo Estado, de modo geral, apenas pode utilizar os recursos decorrentes de transações externas com bancos comerciais (dívidas, incluindo títulos) para refinanciar obrigações financeiras. Como resultado dessas regras, nossa capacidade de endividamento fica limitada, o que poderá afetar negativamente a implementação do nosso plano de investimento.

Estamos sujeitos a uma extensa e incerta legislação e regulamentação governamental e eventuais alterações podem causar um impacto adverso relevante sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O Governo Federal vem implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro, em particular, o setor elétrico. Como parte da reestruturação do setor a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor elétrico brasileiro.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Essa estrutura regulatória sofreu várias alterações nos últimos anos, sendo a mais recente a Medida Provisória 579 de 2012 ("MP 579"), que rege a prorrogação das concessões concedidas pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Nos termos dessa lei, essas concessões podem ser prorrogadas uma única vez, por até 30 anos, a critério da autoridade concedente.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está sendo atualmente contestada no Supremo Tribunal Federal (STF). Na data deste relatório, o STF ainda não havia proferido a decisão definitiva, estando, portanto, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico em pleno vigor e efeito. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja considerada inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal, o arcabouço regulatório introduzido pela Lei poderá deixar de vigorar, fato que gerará incerteza sobre como e em que caso o Governo Federal conseguirá introduzir alterações no setor energético. Dessa forma, qualquer decisão pela constitucionalidade do Novo Modelo do Setor Elétrico poderá fazer com que soframos efeito adverso relevante em nossas atividades, resultados operacionais e situação financeira.

Além disso, não podemos garantir que novas concessões serão obtidas ou que nossas atuais concessões serão renovadas em termos tão favoráveis quanto os atualmente em vigor.

Há restrições contratuais à nossa capacidade de endividamento.

Estamos sujeitos a certas restrições sobre nossa capacidade de endividamento em função de obrigações previstas em nossos contratos de empréstimo. Na hipótese de descumprimento por parte da nossa Companhia de quaisquer dessas obrigações contidas em nossos contratos de empréstimo, a totalidade do valor do principal, juros futuros e quaisquer multas devidas nos termos dos referidos contratos poderão tornar-se imediatamente devidos e exigíveis. Em 2010, 2011 e 2012, estivemos algumas vezes em descumprimento de nossas obrigações previstas em nossos contratos de empréstimo e, apesar de termos sido capazes de obter renúncias de nossos credores. Em 2012, em particular, os índices que deram origem à renúncia do ItaúBBA eram preliminares e os índices atuais não foram compatíveis com a renúncia obtida. Como outra renúncia não foi obtida antes de 31 de dezembro de 2012, não somente o empréstimo, mas outros na condição de inadimplemento cruzado (*cross default)* tiveram que ser reconhecidos como passivo circulante. O montante transferido para o passivo circulante como resultado do descumprimento de índices financeiros foi de R$1.206 milhões. Esperamos obter a renúncia do ItaúBBA em maio de 2013. Apesar do sucesso em obter renúncias, nenhuma garantia pode ser dada de que seremos bem-sucedidos em obtê-las no futuro. O vencimento antecipado de nossas obrigações poderá prejudicar nossa situação financeira, especialmente devido às disposições sobre*cross default*) contidas em diversos de nossos contratos de empréstimo e de financiamento. A existência de limitações sobre nosso endividamento poderá nos impedir de celebrar novos contratos para financiamento de nossas operações ou para refinanciamento de nossas obrigações existentes, o que poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil.

Exceto para o ramo Aeronáutico, não possuímos seguro de responsabilidade civil que cubra acidentes e não solicitamos propostas relativas a este tipo de seguro. Ademais, não solicitamos proposta, tampouco contratarmos, cobertura de seguro contra catástrofes que possam afetar nossas instalações, tais como terremotos e inundações, risco de paralisação dos negócios ou falhas operacionais do sistema. Acidentes ou eventos catastróficos poderão afetar significativa e adversamente nossos negócios, resultados operacionais ou situação financeira. Veja a seção "Item 10. Informações Adicionais – Seguros".

Os seguros contratados pela Companhia podem ser insuficientes para ressarcir eventuais danos.

Mantemos apenas seguro contra incêndio, para riscos que envolvem nossas aeronaves e helicópteros, e riscos operacionais, tais como danos em equipamentos, além daqueles tipos de cobertura de seguro exigidos por lei, incluindo seguro de transporte de bens pertencentes a nós.

Não podemos garantir que nossas apólices de seguros serão suficientes para cobrir integralmente quaisquer responsabilidades incorridas de fato no curso de seus negócios ou que essas apólices continuarão disponíveis no futuro. A ocorrência de sinistros que ultrapassem o valor segurado ou que não sejam cobertos pelos seguros contratados poderá nos gerar custos adicionais inesperados e significativos, que poderão resultar em efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O nível de inadimplemento dos nossos consumidores poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Em 31 de dezembro de 2012, a totalidade dos nossos recebíveis vencidos devidos por consumidores finais era de aproximadamente R$1,324 milhão, correspondentes 7,17% da nossa receita líquida em 2012, e nossa provisão para devedores duvidosos era de R$723 milhões. Aproximadamente 12,54% do total dos recebíveis eram devidos por companhias do setor público. Podemos ser incapazes de cobrar valores devidos por diversos municípios e demais consumidores em mora. Caso tais dívidas não sejam total ou parcialmente liquidadas, sofreremos um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Adicionalmente, o montante de dívidas em atraso de nossos consumidores que vier a superar a provisão para devedores duvidosos, por nós constituída, poderá causar um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Temos responsabilidade objetiva por quaisquer danos decorrentes da prestação inadequada de serviços elétricos.

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica. Ademais, os danos causados a consumidores finais em decorrência de interrupções ou distúrbios do sistema de geração, transmissão ou distribuição, nos casos em que essas interrupções ou distúrbios não são atribuídos a um membro identificável do Operador Nacional do Sistema (ou ONS), ou ao ONS propriamente dito, são compartilhados entre companhias de geração, distribuição e transmissão. Até que um responsável final seja definido, a responsabilidade por tais danos será compartilhada na proporção de 35,7% para os agentes de distribuição, 28,6% para os agentes de transmissão e 35,7% para os agentes de geração. Essas proporções são determinadas pelo número de votos que cada classe de concessionárias de energia tem direito nas assembleias gerais do ONS e, portanto, podem ser alteradas no futuro. Dessa forma, nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira podem ser adversamente afetados por quaisquer desses danos.

Podemos ser penalizados pela Aneel em função do descumprimento dos nossos contratos de concessão, e/ou autorizações concedidas a nós, o que poderá resultar em multas, outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, encampação dos contratos de concessão ou revogação das autorizações.

Realizamos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal por intermédio da Aneel e/ou nos termos das autorizações concedidas às companhias do grupo CEMIG, conforme o caso. A Aneel poderá nos impor penalidades caso deixemos de observar qualquer disposição dos contratos de concessão, inclusive aquelas relativas à observância dos padrões de qualidade estabelecidos. Dependendo da gravidade da inobservância, essas penalidades poderão incluir:

- multas por quebra contratual de até 2,0% das receitas da concessionária no exercício encerrado imediatamente anterior à data do inadimplemento contratual;
- liminares atinentes à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária no que tange à participação em processos licitatórios para outorga de novas concessões por um período de até dois anos;
- intervenção pela Aneel na administração da concessionária infratora; e
- revogação da concessão.

Ademais, o Governo Federal tem poderes para revogar qualquer uma de nossas concessões ou autorizações antes do encerramento do prazo da concessão, no caso de falência ou dissolução, ou por meio de encampação, por razões de interesse público.

Adicionalmente, atrasos na implementação e construção de novos projetos de energia podem ainda resultar na imposição de penalidades regulatórias por parte da Aneel, que, de acordo com a Resolução da Aneel No. 63, de 12 de maio de 2004, poderão consistir desde notificações ao vencimento antecipado de tais concessões ou autorizações.

A Aneel poderá impor multas e até mesmo revogar nossas concessões ou autorizações na hipótese de violação dos contratos de concessão ou das autorizações. Qualquer indenização que venhamos a receber quando da rescisão do contrato de concessão e/ou da revogação das autorizações poderá não ser suficiente para compensar o valor integral de certos investimentos. Se quaisquer dos contratos de concessão forem rescindidos por nossa culpa, o valor efetivo da indenização poderá ser reduzido em função de multas ou outras penalidades. A rescisão de nossos contratos de concessão ou a imposição de penalidades poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.

O fato de o investidor receber ou não dividendos depende de nossa situação financeira nos permitir ou não distribuir dividendos nos termos da legislação brasileira, e da determinação, por parte de nossos acionistas, seguindo a recomendação de nosso Conselho de Administração, atuando discricionariamente, de suspender a distribuição de dividendos em razão de nossa situação financeira acima do valor da distribuição obrigatória exigida nos termos de nosso estatuto social, no caso das ações preferenciais.

Pelo fato de a CEMIG ser uma companhia *holding* que não exerce operações geradoras de receita que não as de nossas subsidiárias operacionais, somente poderemos distribuir dividendos a acionistas se a CEMIG receber dividendos ou outras distribuições em espécie de suas subsidiárias operacionais. Os dividendos que nossas subsidiárias podem distribuir dependem de nossas subsidiárias gerarem os lucros suficientes em determinado exercício social. Os dividendos poderão ser provenientes do resultado do exercício, lucros acumulados de exercícios anteriores ou de reservas de lucros. Esses dividendos são calculados e pagos de acordo com a Lei N° 11.638 (que emendou várias disposições da Lei N° 6.404/76) ou a Lei Brasileira das Sociedades por Ações e com as disposições constantes do estatuto social de cada uma de nossas subsidiárias reguladas.

Necessitaremos de recursos no curto prazo para financiar nossas aquisições atuais e previstas.

Necessitaremos de recursos no curto prazo para financiar nossas atuais e futuras aquisições e investimentos. Entretanto, não podemos garantir que seremos capazes de obter tais fundos tempestivamente e nos montantes necessários ou a taxas competitivas, ou que teremos, de outra forma, recursos próprios para financiar o investimento e as nossas aquisições. Se não formos capazes de captar recursos conforme planejado, poderemos não ser capazes de satisfazer nossos compromissos de aquisição e nosso programa de investimento poderá sofrer atrasos ou mudanças significativas, o que poderia prejudicar nosso negócio, condição financeira ou perspectivas futuras.

Os acionistas estrangeiros poderão não ser capazes de executar sentenças contras nossos conselheiros ou diretores.

Todos os nossos conselheiros e diretores indicados neste relatório anual residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos, bem como os bens dessas pessoas, estão localizados no Brasil. Em decorrência de tal fato, talvez não seja possível aos acionistas estrangeiros citar essas pessoas nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil, penhorar seus bens ou executar contra elas ou nossa Companhia, nos tribunais dos Estados Unidos ou nos tribunais de outras jurisdições fora do Brasil, sentenças proferidas com base nas disposições de responsabilidade civil das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos ou das respectivas leis de outras jurisdições. Veja a seção "Item 10. Informações Adicionais – Dificuldades em Impor Responsabilidade Civil a Pessoas que não sejam Norte-Americanas".

Riscos Relativos ao Brasil

O Governo Federal exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o nosso negócio.

O Governo Federal intervém com frequência na economia do país e ocasionalmente realiza mudanças significativas na política monetária, fiscal e regulatória. Nossos negócios, resultados operacionais ou situação financeira poderão ser afetados adversamente por alterações das políticas governamentais, bem como por:

- flutuações da taxa de câmbio;
- inflação;
- instabilidade de preços;
- variações das taxas de juros;
- política fiscal;
- demais acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- controle de fluxo de capitais; e/ou
- limites ao comércio internacional.

As medidas do Governo Federal para manter a estabilidade econômica, bem como a especulação acerca de quaisquer atos futuros do governo brasileiro, poderão gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade do mercado de capitais doméstico, afetando adversamente nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira. Caso as situações política e econômica se deteriorem, poderemos enfrentar aumento de custos.

No início de 2011, tomou posse a nova Presidente do Brasil. A Presidente possui poderes consideráveis para determinar as políticas e ações governamentais relacionadas à economia brasileira e incertezas em relação a eventuais crises políticas podem contribuir para a instabilidade econômica. Isso pode aumentar a volatilidade do mercado dos títulos brasileiro e podem ter efeito adverso na economia brasileira e nos nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira. Não é possível prever se o Governo atual ou quaisquer governos sucessores terão um efeito adverso sobre a economia brasileira e, consequentemente, sobre os nossos negócios.

A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la poderão contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil, podendo prejudicar nosso negócio e o valor de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação e algumas das medidas tomadas pelo Governo Federal na tentativa de combatê-la afetariam de forma negativa e significativa a economia brasileira. Desde a introdução do real, em 1994, a taxa de inflação no Brasil tem permanecido bem abaixo das verificadas em períodos anteriores. De acordo com o IPCA as taxas de inflação anuais brasileiras em 2010, 2011 e 2012 foram 5,9%, 6,5% e 5,5%, respectivamente. Não se pode garantir que a inflação permanecerá nestes níveis.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Medidas futuras a serem tomadas pelo Governo Federal, incluindo aumentos da taxa de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações visando ajustar o valor do real, poderão acarretar aumentos da inflação e, por conseguinte, ter impactos econômicos adversos sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Caso o Brasil experimente inflação alta no futuro, talvez não consigamos ajustar as tarifas que cobramos de nossos clientes visando a compensar os efeitos da inflação sobre nossa estrutura de custo.

Praticamente a totalidade de nossas despesas operacionais de caixa é denominada em reais e tende a aumentar com a taxa de inflação vigente no Brasil. As pressões inflacionárias também poderão restringir nossa capacidade de acesso a mercados financeiros estrangeiros ou poderão levar ao aumento da intervenção do governo na economia, inclusive com a introdução de políticas governamentais que poderiam prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira ou afetar de maneira adversa o valor de mercado de nossas ações e, em consequência, de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A moeda brasileira desvalorizou-se periodicamente nas últimas quatro décadas. Ao longo deste período, o Governo Federal implementou vários planos econômicos e utilizou várias políticas cambiais, incluindo desvalorizações súbitas, minidesvalorizações periódicas durante as quais a frequência de ajustes variou de diária a mensal, sistemas de taxa de câmbio flutuante, controles de câmbio e dois mercados distintos de câmbio. Embora os períodos prolongados de desvalorização da moeda brasileira em geral tenham correlação com a taxa de inflação no Brasil, a desvalorização ao longo de períodos mais curtos resultou em flutuações significativas da taxa de câmbio entre a moeda brasileira e o dólar dos Estados Unidos e moedas de outros países.

Em 2012, o real desvalorizou 9,93% frente ao dólar dos Estados Unidos. Considerando a volatilidade que a economia global está enfrentando, não pode ser dada nenhuma garantia de que o real não continuará se desvalorizando em relação ao dólar dos Estados Unidos. Em 31 de dezembro de 2012, a relação da taxa de câmbio de compra do dólar dos Estados Unidos em relação ao real era de R$2,0476 para US$1,00. Veja a seção "Item 3 Informações Relevantes — Taxas de Câmbio".

Em 31 de dezembro de 2012, aproximadamente 3,27% do total de nosso endividamento decorrente de empréstimos, financiamentos e debêntures estava denominado em moedas que não o real (92,61% destes denominados em dólares dos Estados Unidos). Se o real se desvalorizar frente ao dólar dos Estados Unidos, nossas despesas financeiras relacionadas aumentarão e nossos resultados operacionais e condição financeira poderão ser adversamente afetados. Registramos ganhos em moeda estrangeira de R$13 milhões em 2010, perdas em moeda estrangeira de R$19 milhões em 2011 e perdas em moeda estrangeira de R$38 milhões em 2012. Nós também celebramos alguns contratos de compra de energia denominados em dólar. Não podemos garantir que instrumentos derivativos e os recursos oriundos de nossos contratos de compra denominados em dólar serão suficientes para evitar um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira em caso de flutuações de taxa de câmbio desfavoráveis. Veja a seção "Item 11. – Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado – Risco Cambial" para obter informações sobre nossa política de *hedge* de risco de taxa de câmbio.

Alterações nas condições econômicas e de mercado em outros países, em especial nos países da América Latina e nos países de mercado emergente, poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias.

O valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras é afetado, em graus variáveis, por condições econômicas e de mercado existentes em outros países, incluindo outros países latino-americanos e países de mercado emergente. Embora as condições econômicas de tais países possam diferir significativamente das condições econômicas do Brasil, as reações dos investidor*es a* acontecimentos nestes países poderão ter efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros. Crises em outros países de mercado emergente poderão diminuir o interesse de investidores nos valores mobiliários de emissores brasileiros, inclusive de nossa companhia. Isso poderia tornar mais difícil nosso acesso no futuro, aos mercados de capitais e o financiamento de nossas operações em termos aceitáveis ou mesmo em quaisquer termos. Em função das características do setor elétrico brasileiro (o qual exige investimentos significativos em ativos operacionais) e em função de nossas necessidades de financiamento, se o acesso aos mercados de capitais e financeiros for restringido, poderemos enfrentar dificuldades para concluir nosso plano de investimento e para renegociar nossas obrigações, o que poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Instabilidades econômicas e políticas no Brasil poderão nos afetar.

Periodicamente, acusações de condutas antiéticas ou ilegais são feitas contra membros do governo Brasileiro, incluindo legisladores e/ou membros de partidos. Novas alegações acerca de condutas antiéticas ou ilegais poderão ser feitas com relação a pessoas do governo brasileiro poderão ser feitas a qualquer tempo, incluindo legisladores e/ou representantes partidários. Caso tais eventos resultem em uma imagem negativa do Brasil entre os investidores, o valor de negociação de nossas ações, das ADSs de ações preferenciais e das ADSs de ações ordinárias poderia ser reduzido, prejudicando nosso acesso aos mercados internacionais. Adicionalmente, qualquer instabilidade política resultante de tais eventos poderia fazer com que reavaliássemos nossas estratégias, caso a economia brasileira viesse a ser afetada.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Riscos Relativos às Ações Preferenciais, Ações Ordinárias, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias

As ações preferenciais e ADSs de ações preferenciais geralmente não têm direito a voto e as ADSs de ações ordinárias só podem votar por procuração, por meio do envio de instrução de voto ao depositário.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, os detentores de nossas ações preferenciais e, por consequência, de nossas ADSs representativas de ações preferenciais não têm direito de voto em nossas assembleias gerais, exceto em circunstâncias muito limitadas. Os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais poderão também enfrentar dificuldades para exercer certos direitos, incluindo o direito limitado de voto. Os detentores de nossas ADSs representando ações ordinárias não estão habilitados a votar em nossas assembleias gerais de acionistas, exceto por procuração por meio do envio de instrução de voto ao depositário. Em algumas circunstâncias onde não haja tempo hábil para o envio do formulário com instruções de voto ou em caso de omissão no envio da instrução de voto ao depositário, os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias poderão não ser capazes de votar mediante instruções ao depositário.

Controles e restrições cambiais sobre remessas ao exterior poderão prejudicar detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

O investidor poderá ser afetado adversamente pela imposição de restrições à remessa a investidores estrangeiros dos recursos gerados por seus investimentos no Brasil, assim como à conversão de reais em moedas estrangeiras. Restrições como essa prejudicariam ou impediriam a conversão de dividendos, distribuições ou produto de qualquer venda de ações preferenciais ou ordinárias de reais em dólares dos Estados Unidos. Não podemos garantir que o Governo Federal do Brasil não tomará medidas similares no futuro. Veja a seção "Item 3. Informações Relevantes - Taxas de Câmbio".

Mudanças nas leis tributárias brasileiras podem causar um impacto adverso nos tributos aplicáveis à venda de nossas ações, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

A Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, determina que a venda de ativos localizados no Brasil por um não residente a um residente no Brasil ou a um não residente está sujeita à tributação no Brasil, independente de esta venda ocorrer fora ou dentro do Brasil. Esta disposição resulta na imposição de imposto de renda sobre os ganhos advindos da venda de nossas ações preferenciais e ações ordinárias por um não residente no Brasil a outro não residente no Brasil. Não há uma diretiva clara relativa à aplicação da Lei nº 10.833 e, desta forma, somos incapazes de prever se os tribunais brasileiros poderão decidir que ela se aplica a vendas de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias entre não residentes no Brasil. Entretanto, na ocorrência da venda de ativos ser interpretada de modo a incluir uma venda de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, essa lei tributária resultaria, consequentemente, na imposição de imposto de renda na fonte nas vendas de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias por um não residente no Brasil a outro não residente no Brasil.

Permutar ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias por ações que lhe são subjacentes poderá ter consequências desfavoráveis.

O custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias deverá obter certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro do Banco Central para remeter dólares dos Estados Unidos do Brasil a outros países para pagamentos de dividendos, quaisquer outras distribuições em moeda ou quando da alienação das ações para remeter o produto da venda a ela relacionada. Se o investidor decidir permutar suas ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias pelas ações que lhe são subjacentes, ele terá direito de continuar a se basear, pelo prazo de cinco dias úteis a contar da data da permuta, do certificado de registro eletrônico do banco depositário, de modo a receber quaisquer recursos distribuídos com relação às ações. Subsequentemente, o investidor talvez não seja capaz de obter e remeter dólares dos Estados Unidos ao exterior quando da alienação das ações ou distribuições atinentes às ações, a menos que obtenha seu próprio certificado de registro nos termos da Resolução CMN nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000, a qual permite a investidores estrangeiros realizar operações de compra e venda nas bolsas de valores brasileiras. Caso o investidor não obtenha tal certificado, ficará sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre ganhos em relação às ações preferenciais ou ações ordinárias. Se o investidor tentar obter seu próprio certificado de registro, ele poderá incorrer em despesas ou sofrer atrasos significativos no processo de requerimento. A obtenção de certificado de registro envolve burocracia significativa, incluindo o preenchimento e apresentação de vários formulários eletrônicos perante o Banco Central e a Comissão de Valores Mobiliários (CVM). A fim de concluir esse processo, o investidor usualmente necessitará contratar um consultor ou advogado que tenha experiência em normas do Banco Central e da CVM. Qualquer atraso na obtenção desse certificado poderá causar impacto desfavorável sobre a capacidade do investidor de receber dividendos ou distribuições destinados às ações preferenciais ou ações ordinárias no exterior ou de receber repatriamento de seu capital tempestivamente. Se o investidor decidir permutar novamente suas ações preferenciais ou ações ordinárias por ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, respectivamente, uma vez que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais ou ações ordinárias, ele poderá depositar suas ações preferenciais ou ações ordinárias no custodiante e tomar por base o certificado de registro do banco depositário, observadas certas condições. Veja a seção "Item 10. Informações Adicionais – Tributação – Considerações sobre Impostos no Brasil".

Não podemos garantir que o certificado de registro do banco depositário ou qualquer certificado de registro de capital estrangeiro obtido pelo investidor não virá a ser afetado por futuras mudanças legislativas ou regulatórias, nem que restrições

adicionais brasileiras aplicáveis ao investidor, à alienação das ações preferenciais subjacentes ou à repatriação do produto da alienação não serão impostas no futuro.

A relativa volatilidade e falta de liquidez dos mercados de valores mobiliários brasileiros poderão prejudicar nossos acionistas.

Investir em valores mobiliários da América Latina, tais como as ações preferenciais e ordinárias, as ADSs de ações preferenciais ou as ADSs de ações ordinárias, envolve grau de risco mais elevado do que investimento em valores mobiliários de emissores de países com um cenário político e econômico mais estável, sendo esses investimentos, de modo geral, considerados de natureza especulativa. Esses investimentos estão sujeitos a certos riscos econômicos e políticos, tais como, entre outros:

- mudanças dos cenários normativo, fiscal, econômico e político que possam afetar a capacidade de investidores de receber pagamento, no todo ou em parte, relacionado a seus investimentos; e

- restrições a investimento estrangeiro e repatriação de capital investido.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Isso poderá limitar substancialmente a capacidade do investidor de vender as ações subjacentes a suas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias pelo preço e no prazo que deseja. Em 2012, a Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBovespa - *Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros*), ou BM&FBovespa, a única bolsa de valores do Brasil em que ações são negociadas, teve capitalização média no ano de aproximadamente R$2,52 trilhões em 31 de dezembro de 2012 e média diária de volume de negociações de aproximadamente R$7,2 bilhões. Comparativamente, as companhias operacionais listadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque (New York Stock Exchange Inc., ou, NYSE), tiveram uma capitalização de aproximadamente U$19,9 trilhões em 31 de dezembro de 2012 e uma média de volume de negociação diária de aproximadamente U$98,1 bilhões em 2012.

Os acionistas poderão receber pagamentos reduzidos de dividendos, caso nosso lucro líquido não alcance certos níveis.

Nos termos de nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas dividendos anuais obrigatórios equivalentes a, pelo menos, 50% de nosso lucro líquido do exercício social anterior, com base em nossas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade as IFRS e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, tendo os detentores de ações preferenciais prioridade no seu pagamento. O nosso Estatuto Social também dispõe que o dividendo anual mínimo e obrigatório que devemos pagar a detentores de nossas ações preferenciais deve ser equivalente a, pelo menos, 10% do valor nominal de nossas ações ou 3% do valor das nossas ações, o que for maior, caso esse valor seja maior que o pagamento baseado em 50% do nosso lucro líquido. Caso não apresentemos lucro líquido ou nosso lucro líquido seja insuficiente em determinado exercício social, nossa administração poderá recomendar à assembleia geral ordinária do exercício em questão que o pagamento do dividendo obrigatório não seja efetuado. Entretanto, nos termos da garantia dada pelo governo do Estado, nosso acionista controlador, será devido dividendo mínimo anual de 6% do valor nominal a todos os detentores de ações ordinárias e ações preferenciais emitidas até 5 de agosto de 2004, exceto aos detentores públicos e governamentais, caso as distribuições obrigatórias não tenham sido realizadas em determinado exercício social. Veja a seção "Item 8. Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos" para explanação pormenorizada.

Detentores de ADSs de ações preferenciais e de ADSs de ações ordinárias e detentores de nossas ações podem ter direitos de acionistas diversos daqueles conferidos aos detentores de ações de companhias dos Estados Unidos.

Nossa governança corporativa, exigências de divulgação de informações e práticas contábeis aplicáveis são regidas por nosso Estatuto Social, pelo Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBovespa, pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações e pelas normas da CVM, que poderão diferir dos princípios legais que se aplicariam, caso nossa Companhia tivesse sido constituída em jurisdição nos Estados Unidos, tais como Delaware ou Nova York, ou em outras jurisdições fora do Brasil. Adicionalmente, os direitos de um detentor de uma ADS, que são derivados dos direitos conferidos aos detentores de ações preferenciais ou ordinárias, conforme o caso, de ter seus interesses protegidos frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou pelo nosso acionista controlador podem diferir segundo a Lei Brasileira de Sociedade por Ações das normas de outras jurisdições. Normas contra "*insider trading*" e "*self-dealing*", bem como demais normas para preservação de direitos de acionistas, poderão também ser diferentes no Brasil em relação às normas dos Estados Unidos, desfavorecendo potencialmente detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A venda de um número significativo de nossas ações e a emissão de novas ações poderão prejudicar o preço de mercado de nossas ações, das ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A venda de número significativo de ações, ou a percepção de que aludida venda possa ocorrer, poderia afetar adversamente o preço vigente de nossas ações, das ADSs de ações preferenciais e das ADSs de ações ordinárias no mercado. Em consequência da emissão de novas ações ou venda de ações por parte dos acionistas existentes, o preço de mercado de nossas

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

ações e, como consequência, das ADSs de ações *preferenciais* e AD*Ss de ações* ordinárias, poderá diminuir de maneira significativa.

O investidor poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência relativos aos nossos valores mobiliários.

O investidor poderá não ser capaz de exercer os direitos de preferência atinentes às ações subjacentes às suas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, a menos que um termo de registro com amparo no Securities Act de 1933 dos Estados Unidos e alterações posteriores esteja em vigor no que diz respeito a esses direitos ou seja aplicável a isenção das exigências de registro do Securities Act. Não estamos obrigados a requerer termo de registro referente a esses direitos de preferência para nossas ações e não podemos garantir que iremos requerer tal termo. A menos que requeiramos o termo de registro ou que se aplique uma isenção da exigência do mesmo, o investidor poderá receber apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência efetuada pelo depositário, sendo que, se os direitos de preferência não puderem ser vendidos, eles poderão caducar.

Item 4. Informações sobre a Companhia

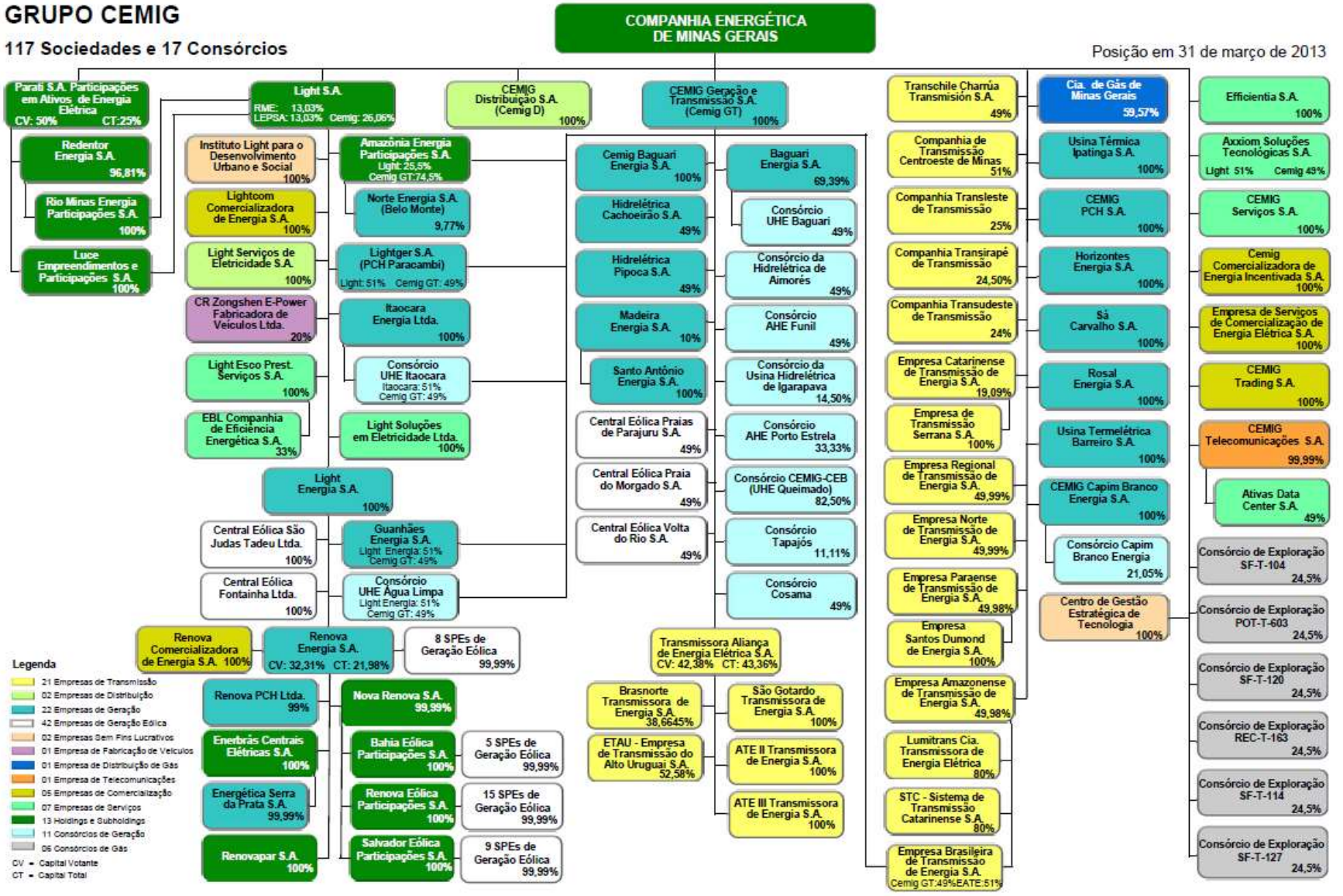
Constituição e Histórico

Fomos constituídos em Minas Gerais em 22 de maio de 1952 como sociedade por ações de economia mista com prazo indeterminado de duração, de acordo com a Lei Estadual de Minas Gerais nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e o regulamento que a implementou, o Decreto Estadual de Minas Gerais nº 3.710, de 20 de fevereiro de 1952. Nossa denominação social é Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, mas também somos conhecidos como CEMIG. Nossa sede social está estabelecida na Avenida Barbacena, 1.200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Nosso principal número de telefone é (55-31) 3506-3711.

Com a finalidade de atender disposições legais e regulatórias pelas quais fomos obrigados a proceder à desverticalização de nossos negócios, em 2004 constituímos duas subsidiárias integrais, a Cemig Geração e Transmissão S.A., aqui designada como Cemig Geração e Transmissão, e Cemig Distribuição S.A., aqui designada como Cemig Distribuição. A Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição foram criadas para realizar as atividades de geração e transmissão, e distribuição de energia elétrica, respectivamente.

As sociedades a seguir descritas são as nossas principais subsidiárias e controladas, que foram consolidadas em nossas demonstrações financeiras relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, todas elas constituídas no Brasil:

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.


GRUPO CEMIG
117 Sociedades e 17 Consórcios
Posição em 31 de março de 2013
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS
Parati S.A. Participações em Ativos de Energia Elétrica CV: 50% CT:25%
Redentor Energia S.A. 96,81%
Rio Minas Energia Participações S.A. 100%
Luce Empreendimentos e Participações S.A. 100%
Light S.A. RME: 13,03% LEPSA: 13,03% Cemig: 26,06%
Instituto Light para o Desenvolvimento Urbano e Social 100%
Lightcom Comercializadora de Energia S.A. 100%
Light Serviços de Eletricidade S.A. 100%
CR Zongshen E-Power Fabricadora de Veículos Ltda. 20%
Light Esco Prest. Serviços S.A. 100%
EBL Companhia de Eficiência Energética S.A. 33%
Amazônia Energia Participações S.A. Light: 25,5% Cemig GT:74,5%
Norte Energia S.A. (Belo Monte) 9,77%
Lightger S.A. (PCH Paracambi) Light: 51% Cemig GT: 49%
Itaocara Energia Ltda. 100%
Consórcio UHE Itaocara Itaocara: 51% Cemig GT: 49%
Light Soluções em Eletricidade Ltda. 100%
Light Energia S.A. 100%
Central Eólica São Judas Tadeu Ltda. 100%
Central Eólica Fontainha Ltda. 100%
Guanhães Energia S.A. Light Energia: 51% Cemig GT: 49%
Consórcio UHE Água Limpa Light Energia: 51% Cemig GT: 49%
Renova Comercializadora de Energia S.A. 100%
Renova Energia S.A. CV: 32,31% CT: 21,98%
8 SPEs de Geração Eólica 99,99%
Renova PCH Ltda. 99%
Enerbrás Centrais Elétricas S.A. 100%
Energética Serra da Prata S.A. 99,99%
Renovapar S.A. 100%
Nova Renova S.A. 99,99%
Bahia Eólica Participações S.A. 100%
Renova Eólica Participações S.A. 100%
Salvador Eólica Participações S.A. 100%
5 SPEs de Geração Eólica 99,99%
15 SPEs de Geração Eólica 99,99%
9 SPEs de Geração Eólica 99,99%
CEMIG Distribuição S.A. (Cemig D) 100%
CEMIG Geração e Transmissão S.A. (Cemig GT) 100%
Cemig Baguari Energia S.A. 100%
Hidrelétrica Cachoeirão S.A. 49%
Hidrelétrica Pipoca S.A. 49%
Madeira Energia S.A. 10%
Santo Antônio Energia S.A. 100%
Central Eólica Praias de Parajuru S.A. 49%
Central Eólica Praia do Morgado S.A. 49%
Central Eólica Volta do Rio S.A. 49%
Baguari Energia S.A. 69,39%
Consórcio UHE Baguari 49%
Consórcio da Hidrelétrica de Aimorés 49%
Consórcio AHE Funil 49%
Consórcio da Usina Hidrelétrica de Igarapava 14,50%
Consórcio AHE Porto Estrela 33,33%
Consórcio CEMIG-CEB (UHE Queimado) 82,50%
Consórcio Tapajós 11,11%
Consórcio Cosama 49%
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. CV: 42,38% CT: 43,36%
Brasnorte Transmissora de Energia S.A. 38,6645%
ETAU - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. 52,58%
São Gotardo Transmissora de Energia S.A. 100%
ATE II Transmissora de Energia S.A. 100%
ATE III Transmissora de Energia S.A. 100%
Transchile Charrúa Transmisión S.A. 49%
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas 51%
Companhia Transleste de Transmissão 25%
Companhia Transirapé de Transmissão 24,50%
Companhia Transudeste de Transmissão 24%
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. 19,09%
Empresa de Transmissão Serrana S.A. 100%
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. 49,99%
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. 49,99%
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. 49,98%
Empresa Santos Dumond de Energia S.A. 100%
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. 49,98%
Lumitrans Cia. Transmissora de Energia Elétrica 80%
STC - Sistema de Transmissão Catarinense S.A. 80%
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. Cemig GT:49%EATE:51%
Cia. de Gás de Minas Gerais 59,57%
Usina Térmica Ipatinga S.A. 100%
CEMIG PCH S.A. 100%
Horizontes Energia S.A. 100%
Sá Carvalho S.A. 100%
Rosal Energia S.A. 100%
Usina Termelétrica Barreiro S.A. 100%
CEMIG Capim Branco Energia S.A. 100%
Consórcio Capim Branco Energia 21,05%
Centro de Gestão Estratégica de Tecnologia 100%
Efficientia S.A. 100%
Axxiom Soluções Tecnológicas S.A. Light 51% Cemig 49%
CEMIG Serviços S.A. 100%
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A. 100%
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A. 100%
CEMIG Trading S.A. 100%
CEMIG Telecomunicações S.A. 99,99%
Ativas Data Center S.A. 49%
Consórcio de Exploração SF-T-104 24,5%
Consórcio de Exploração POT-T-603 24,5%
Consórcio de Exploração SF-T-120 24,5%
Consórcio de Exploração REC-T-163 24,5%
Consórcio de Exploração SF-T-114 24,5%
Consórcio de Exploração SF-T-127 24,5%
Legenda
21 Empresas de Transmissão
02 Empresas de Distribuição
22 Empresas de Geração
42 Empresas de Geração Eólica
02 Empresas Sem Fins Lucrativos
01 Empresa de Fabricação de Veículos
01 Empresa de Distribuição de Gás
01 Empresa de Telecomunicações
05 Empresas de Comercialização
07 Empresas de Serviços
13 Holdings e Subholdings
11 Consórcios de Geração
06 Consórcios de Gás
CV = Capital Votante
CT = Capital Total

Fonte: Superintendência de Controle Empresarial das Controladas e Coligadas, Avaliação e Gestão de Desenvolvimento de Negócios - CN

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Nossas principais subsidiárias e sociedades controladas em conjunto incluem:

- Cemig Geração e Transmissão S.A., ou Cemig Geração e Transmissão (participação de 100%), que realiza atividades geração e transmissão.

- Cemig Distribuição S.A., ou Cemig Distribuição (participação de 100%), que realiza atividades de distribuição de energia.

- Light S.A. ("Light") (controle compartilhado, participação direta de 26,06% e indireta de 6,42% do total de seu capital). As principais companhias controladas da Light são a Light Energia S.A. ("Light Energia"), geradora de energia elétrica, a Light Serviços de Eletricidade S.A., distribuidora de energia elétrica e a Light Esco Ltda., que opera na comercialização de energia elétrica e eficiência energética. Para obter mais detalhes, Veja a seção "Aquisição de Participação na Light".

- Companhia de Gás de Minas Gerais ("Gasmig") (controle compartilhado, participação de 59,57%), que adquire, transporta, distribui e vende gás natural.

- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("TAESA"), anteriormente Terna Participações S.A. (controle compartilhado, participação indireta de 43,36% no seu capital social total), uma empresa *holding* que opera em transmissão de eletricidade em 16 estados do Brasil por meio das seguintes empresas, que ela controla ou nas quais detém participações acionárias:

    - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. ("ETAU") (detendo 52,58% do capital registrado),
    - Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (detendo 38,67% do capital registrado),
    - ATE II Transmissora de Energia S.A. (detendo 100% do capital regustrado),
    - ATE III Transmissora de Energia S.A. (detendo 100% do capital registrado), e
    - São Gotardo Transmissora de Energia S.A. (detendo 100% do capital registrado).

Estratégia

A nossa visão e meta são "consolidar nesta década nossa posição como o maior grupo do setor de energia elétrica do Brasil, com presença no setor de gás natural, tornando-se líder mundial em sustentabilidade", admirado pelos clientes e reconhecido por nossa força e performance.

A fim de concretizar a nossa visão do futuro e de seguir o nosso Plano Estratégico de Longo Prazo, temos os seguintes objetivos:

- Empreender esforços para ser líder nacional nos mercados em que atuamos, com foco na participação de mercado;
- Lutar pela eficiência operacional na gestão de ativos;
- Ser uma das companhias mais atraentes para os investidores;
- Ser uma referência em gestão empresarial e governança;
- Ser inovadora na busca de soluções tecnológicas para a nossa atividade;
- Ser uma referência em sustentabilidade social, econômica e ambiental.

Os ativos da TAESA oferecem grande valor para a CEMIG por estarem sujeitos a um menor risco regulatório, proporcionam à TAESA um fluxo de caixa estável, têm um perfil defensivo, são de alta qualidade e as instalações foram concebidas e construídas de acordo com padrões de classe mundial de qualidade e confiabilidade.

Fomos parte em várias operações no ano passado, que incluem, entre outras, as seguintes:

Aquisição de Participação Acionária na Light

Em 12 de maio de 2011, nossa subsidiária Parati S.A. – Participações em Ativos de Energia Elétrica ("Parati"), uma sociedade de propósito especial não listada, constituída em outubro de 2008, tendo como objeto social a participação no capital social de outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, como sócia ou acionista, adquiriu do Fundo de Investimento em Participações ("FIP PCP") 54,08% do capital social total da Redentor Energia S.A., que detém indiretamente 13,03% do capital social da Light, através da sua subsidiária RME - Rio Minas Energia Participações S.A. A Parati detém diretamente 25,64% do capital social da Light S.A. ("Light"). Detemos 25% do capital social da Parati e o Redentor Fundo de Investimento em Participações detém 75%.

Em 7 de julho de 2011, a Parati adquiriu da Enlighted Partners Venture Capital LLC 100% de suas participações na Luce LLC ("Luce"), proprietária de 75% das quotas do Luce Brasil Fundo de Investimento em Participações ("FIP Luce"), que detém indiretamente 13,03% da totalidade das ações da Light, através da Luce Empreendimentos e Participações S.A. ("LEPSA"). Com

essa aquisição, a Parati, que já indiretamente detinha 7,05% do capital total e votante da Light S.A., tornou titular indireta de 16,82% do capital total e votante da Light.

Em 28 de julho de 2011, a Parati adquiriu da Fundação de Seguridade Social Braslight ("Braslight") a totalidade das quotas do Braslight na FIP Luce. O montante recebido pela Braslight pela venda foi de R$171.981.877,12. Assim, a Parati passou a ser titular de 100% das quotas do FIP Luce e, indiretamente, titular do equivalente a 20,08% do capital votante e total da Light.

Como resultado da aquisição da participação da FIP PCP e, em conformidade com as regras do Novo Mercado, o mais alto padrão de governança corporativa para as companhias listadas na BM&FBovespa, a Parati fez uma oferta firme para adquirir as ações detidas pelos acionistas não controladores da Redentor Energia S.A., concedendo-lhes direitos semelhantes aos direitos de *tag-along*.

Em 30 de setembro de 2011, a Parati adquiriu 46.341.664 ações detidas pelos acionistas minoritários, aumentando suas participações na Redentor Energia S.A. para 96,80% do seu capital total. Os restantes 3,20%, ou 3.467.599 ações ordinárias, continuaram detidos por acionistas minoritários. Após essa operação, a Parati detém indiretamente o equivalente a 25,64%do capital votante e total da Light.

On March 14, 2013, Parati realizou uma oferta pública para aquisição de ações com o objetivo de cancelar o registro de companhia aberta da Redentor Energia S.A. e sua saída do segmento de listagem Novo Mercado. Como resultado desta oferta pública, a Rederntor Energia saiu do segmento de listagem do Novo Mercado, mas permaneceu listada na BM&FBovespa.

Em 31 de dezembro de 2011, a Parati detinha, diretamente, 25,64% do capital social da Light S.A. ("Light"). Nós detínhamos 25% do capital social da Parati e o Redentor Fundo de Investimento em Participações detinha 75%. Em 31 de dezembro de 2011, detínhamos uma participação total de 32,47% na Light, que incluía participação direta de 26,06% e indireta de 6,41% por meio da Parati.

Aquisição de Participações nas Companhias de Transmissão da Abengoa

Em 30 de novembro de 2011, a TAESA, uma das sociedades controladas em conjunto, concluiu a aquisição das participações acionárias do Grupo ABENGOA (composto pelas sociedades mencionadas abaixo), do seguinte modo:

(i) 50% das ações detidas pela Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. ("Abengoa") no capital social da União de Transmissoras de Energia Elétrica Holding S.A. ("UNISA"), a denominação atual da Abengoa Participações Holding S.A., que detém 100% do capital social total das companhias de transmissão:

STE – Sul Transmissora de Energia S.A. ("STE"),

ATE Transmissora de Energia S.A. ("ATE"),

ATE II Transmissora de Energia S.A. ("ATE II"), e

ATE III Transmissora de Energia S.A. ("ATE III", juntamente com STE, ATE e ATE II, as "Empresas de Transmissão UNISA"), e

(ii) 100% das ações detidas pela Abengoa e pela Abengoa Construção Brasil Ltda. no capital social da NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A.

No âmbito das disposições de preço do contrato de compra e venda de ações com o Grupo Abengoa, o montante total pago pela TAESA para a aquisição foi de R$1.163 milhões, com os recursos da sua quarta emissão de notas promissórias, cuja liquidação financeira se deu em 29 de novembro de 2011. Os ativos operacionais adquiridos incluem 1.579 quilômetros de linhas de transmissão, com uma Receita Anual Permitida ("RAP") de R$509 milhões, representando um aumento de R$309 milhões na RAP 2011/2012 da TAESA.

Em 16 de março de 2012, a TAESA assinou um contrato de compra e venda de ações com a Abengoa para adquirir os 50% restantes das ações detidas pela Abengoa na UNISA, que detém 100% da participação acionária das Empresas de Transmissão UNISA. A TAESA pagará R$863,5 milhões em moeda equivalente a 31 de dezembro de 2011 por essa aquisição. Esse valor será atualizado pela variação acumulada da taxa básica de juros brasileira ("SELIC") entre a data base e o dia útil imediatamente anterior à data da conclusão da operação, quando a efetiva aquisição das ações pela TAESA ocorrerá. O preço de aquisição será ajustado mediante remuneração e aumentos ou reduções de capital que ocorram entre a data base e a data de conclusão da operação. A conclusão da operação e a real aquisição das ações pela TAESA estarão sujeitas ao cumprimento de determinadas condições suspensivas, que incluem: (i) a aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da TAESA; (ii) o consentimento dos bancos de financiamento das Empresas de Transmissão UNISA; e (iii) a aprovação da operação pela Aneel. Além disso, a operação será submetida ao CADE, nos termos da Lei 8884/94. Em 3 de julho de 2012, a TAESA concluiu a aquisição dos 50% restantes da participação da Abengoa na UNISA (STE, ATE, ATE II e ATEIII) pelo valor de R$ 904 milhões. A Companhia financiou a aquisição através da emissão de notas promissórias no montante de R$ 905 milhões.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Transferência de participações societárias dos ativos de transmissão TBE, detidos pela Cemig e Cemig Geração e Transmissão, para a TAESA

Em 17 de maio de 2012, a Cemig e a TAESA celebraram um Contrato Privado de Investimento em Ativos de Transmissão, concordando em transferir à TAESA as participações minoritárias detidas pela Cemig e Cemig Geração e Transmissão no capital social dos seguintes titulares de concessões de serviços públicos de energia elétrica:

(i) Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE;
(ii) Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. – ERTE;
(iii) Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. – ENTE;
(iv) Empresa Paranaense de Transmissão de Energia S.A. – ETEP;
(v) Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE e
(vi) Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. – EBTE.

Dentro do escopo desta reestruturação societária, a TAESA irá desembolsar o montante de R$1.732 milhões, dos quais R$1.668 milhões serão pagos à CEMIG e R$64 milhões serão pagos à Cemig Geração e Transmissão. Estes montantes serão atualizados pela taxa CDI de 31 de dezembro de 2011, menos quaisquer dividendos e/ou juros sobre capital declarados, pagos ou não. O montante envolvido foi acertado pelas companhia com base em avaliações técnicas conduzidas por avaliadores independentes externos.

A reestruturação societária está de acordo com o nosso planejamento estratégico, que visa consolidar a participação em nossas empresas de transmissão de energia elétrica em um único veículo corporativo, e para otimizar nossa capacidade de avaliação de oportunidades em futuros leilões de linhas de transmissão e aquisição de ativos de transmissão em operação.

Aquisição da subestação de São Gotardo pela TAESA em leilão da Aneel 005/2012

Em 6 de junho de 2012, a TAESA ganhou o Lote E do Leilão Aneel 005/2012. A TAESA criou uma sociedade de propósito específico ("SPE") chamada São Gotardo Transmissora de Energia S.A. à qual a Aneel concedeu o direito de exploração comercial da concessão, que compreende duas funções de transmissão dentro da subestação São Gotardo 2 no Estado de Minas Gerais. A TAESA não ofereceu desconto em relação à RAP base inicial de R$3,74 milhões e espera concluir a construção dentro do período estipulado pela Aneel, fevereiro de 2014.

Oferta Pública de Ações da TAESA

Em 19 de julho de 2012 em uma oferta pública de ações, a TAESA emitiu 24 milhões de Units (cada um apresentando uma ação ordinária e duas ações preferenciais), ao preço de R$ 65 por Unit. Em 20 de agosto de 2012, os coordenadores da oferta pública exerceram a opção de distribuição de lote suplementar e a TAESA emitiu um adicional de 3 milhões de Units, totalizando 27 milhões de Units emitidas na oferta de ações. O capital social da TAESA foi aumentado, dentro do limite do seu capital autorizado, no montante de R$ 1.755 bilhões, mediante a emissão de 81 milhões de novas ações, sendo 27 milhões de ações ordinárias e 54 milhões de ações preferenciais. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, os acionistas da companhia não tiveram direito de preferência nesta subscrição. Como resultado da oferta de ações de follow-on, a participação da Cemig Geração e Transmissão na TAESA foi diluída, de 56,69% para 43,36%. A referida operação deu origem a um ganho no montante de R$259, reportado em nossa conta de lucros e perdas do terceiro trimestre de 2012.

Em 4 de dezembro de 2012 a TAESA realizou o desdobramento da totalidade das ações: cada ação (representada ou não por certificados de depósito ("unit") passou a ser representada por três ações da mesma espécie. Este desdobramento não acarretou qualquer efeito patrimonial para a TAESA, na proporção entre ações ordinárias e preferenciais, ou nos direitos e características de cada ação. Após o desdobramento, a Taesa passou a ter 1.033.496.721 ações: 691.553.133 ações ordinárias e 341.943.588 ações preferenciais; e não houve alteração do valor total do capital social da TAESA.

Aquisição de Participação na Renova

A Renova Energia S.A. ("Renova") é uma companhia que produz energia a partir de fontes renováveis, focada em parques eólicos e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). A Renova prospecta, incorpora e implementa empreendimentos de energia renovável, sendo atualmente a única companhia listada na BM&FBOVESPA dedicada a trabalhar com fontes alternativas de energia no Brasil. Ela criou o maior complexo eólico do país, situado na região do semiárido do estado brasileiro da Bahia, e vendeu um total de 690 MW de capacidade instalada de produção de eletricidade nos leilões de energia de reserva de 2009 e 2010, no leilão A–3 de 2011 e no leilão A-5 de 2012.

Em 19 de agosto de 2011 a Light, através da sua subsidiária Light Energia, subscreveu 50.561.797 ações ordinárias da Renova. Consequentemente, a Light Energia detém 34,84% das ações ordinárias e 25,9% do capital total da Renova. A operação incluiu uma colocação privada de ações da Renova no valor aproximado de R$360.0 milhões, na qual os acionistas minoritários da Renova puderam participar e resultaram em um total de injeção de capital de R$376 milhões.

As ações ordinárias subscritas pela Light Energia representam metade das ações que fazem parte do bloco de controle acionário da Renova, com os mesmos direitos e preferências atribuídos às outras ações ordinárias emitidas pela Renova. Para tornar a operação possível, a RR Participações S.A. ("RR Participações") e determinados acionistas da Renova renunciaram ao seu direito preferencial a favor da Light Energia. A Light Energia e RR Participações celebraram um acordo de acionistas que regulamentou o exercício do direito de voto, compra e venda de ações de emissão da Renova detidas pelas partes, e seus direitos e obrigações como acionistas da Renova. A Light tem experiência na construção e exploração de projetos de geração e na venda e colocação de energia elétrica. Entendemos que esta combinação permitirá à Renova posicionar-se como um dos maiores players em geração eólica da América Latina, com características únicas e extremamente atrativas. O acordo contém igualmente um compromisso da Light de comprar 400MW de capacidade instalada de energia fornecida pelos projetos eólicos da Renova. As companhias têm ainda o direito de preferência na compra ou venda, conforme aplicável, da energia eólica no longo prazo. O principal objetivo dessa aquisição é acelerar o crescimento da Renova através de uma combinação da sua própria capacidade técnica e experiência pioneira no desenvolvimento de novos projetos e negócios com a nossa própria experiência e contratos celebrados no Mercado Livre.

Em 22 de junho de 2012, o Contrato de Subscrição de Units emitidas pela Renova foi firmado entre BNDES Participações SA ("BNDESPar"), Renova, Light, Light Energia e RR Participações, o qual rege o investimento do BNDESPar na Renova. O contrato é de um aumento de capital na Renova, a ser decidido em data posterior, no valor total de até R$314.700.407,85, ao preço de R$9,3334 por ação. A entrada da BNDESPar na Renova proporciona maior capacidade de negociação e financiamento para que esta faça os investimentos planejados até aquela data. Devido a esta operação, a partir de 31 de Dezembro de 2012, a participação da Light na Renova era de 21,99%:

A tabela abaixo mostra o portfolio de projetos da Renova;

Capacidade contratada (MW)	**1090**
LER 2009	294
LER 2010	162
A-3 2011	212
PPA Mercado Livre	400
A-5 2012	22,4
Projetos certificados (MW)	**2200**
Projetos em desenvolvimento (MW)	**2400**

Em julho de 2012 a Renova Energia inaugurou o Complexo Eólico do Alto Sertão I, instalado nas cidades de Caetité, Igaporã e Guanambi, região Sudoeste do estado da Bahia, considerado o maior Complexo Eólico da América Latina com capacidade para gerar 294 megawatts - o suficiente para abastecer 540 mil casas. O complexo teve o investimento de R$ 1,2 bilhão e é composto por 14 parques eólicos e 184 aero geradores.

Aquisição de participação na Guanhães Energia

Em 10 de fevereiro de 2012, a Light aprovou a aquisição de 26.520.000 ações ordinárias (equivalente a uma participação de 51%) da Guanhães Energia S.A. ("Guanhães Energia") pela Light Energia, por R$25,0 milhões (em moeda equivalente em maio de 2011, ajustada pelo IPCA até a data de fechamento da transação). A aquisição está condicionada à aprovação prévia da Aneel e será apresentada ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

Em 28 de agosto de 2012, a Light Energia assinou o Termo Definitivo de Fechamento com a Investminas Participações S.A. para a aquisição de 26.520.000 ações ordinárias classe A da Guanhães Energia S.A., equivalente a 51% do seu capital social, pelo valor de R$26,5 milhões. Para mais informações relativas à Guanhães Energia, ver a seção "Expansão da Capacidade de Geração".

Aquisição de 9,77% de participação na Norte Energia S.A.: a UHE de Belo Monte

A Usina Hidrelétrica de Belo Monte ("Belo Monte") é a maior usina atualmente em construção no mundo, e quando concluída terá uma capacidade instalada de 11.233 MW e Energia Assegurada na média de 4.571 MW. A operação comercial está prevista para começar em fevereiro de 2015 e o prazo da concessão é de 35 anos. A concessão para a construção e operação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu, no estado brasileiro do Pará, pertence à Norte Energia S.A. ("Norte Energia"), que venceu o leilão realizado em abril de 2010.

A região Norte do Brasil é a principal fronteira de expansão da geração de energia hidrelétrica no Brasil, e mais de 60% do potencial hidrelétrico para expansão ainda está disponível. Assim, entendemos que a participação nesse projeto tem um valor estratégico. A Usina Hidrelétrica de Belo Monte é o segundo projeto na região em que a Cemig Geração e Transmissão participa, o primeiro sendo sua participação de 10% no consórcio para construção da Hidrelétrica de Santo Antônio no estado brasileiro de Rondônia.

A Amazônia Energia Participações S.A. ("Amazônia Energia") é uma sociedade de propósito específico na qual os acionistas são: Light S.A., com 51% do capital votante e 25,5% do capital total; e Cemig Geração e Transmissão, com 49% do capital votante e 74,5% do capital total. Em 25 de outubro de 2011, a Amazônia Energia assinou contratos de compra de ações com seis empresas que detinham, no total, uma participação de 9,77% na Norte Energia, conforme a seguir: (i) Construtora Queiroz Galvão S.A.: 2,51%; (ii) Construtora OAS Ltda.: 2,51%; (iii) Contern Construções e Comércio Ltda.: 1,25%; (iv) Cetenco Engenharia S.A.: 1,25%; (v) Galvão Engenharia S.A.: 1,25%; e (vi) J. Malucelli Construtora de Obras S.A.: 1%.

O preço de aquisição corresponde ao montante das injeções de capital efetuadas pelos vendedores, ajustado pelo IPCA até 26 de outubro de 2011, no montante de R$118.69 milhões.

A operação envolvendo a participação da Amazônia Energia como acionista da Norte Energia foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária da Norte Energia e pelo nosso Conselho de Administração e o da Light. A agência reguladora brasileira de energia elétrica, a Aneel, foi informada acerca da operação, que foi submetida ao CADE, de acordo com a Lei 8884/94.

A transação acrescenta 818 MW de capacidade de geração às nossas explorações totais, aumentando no Brasil a nossa participação de mercado na geração de energia elétrica de 7% para 8%; acrescentando 280 MW à capacidade total de geração da Light.

As vantagens dessa transação incluem as seguintes: (i) os principais contratos para as obras de construção e equipamentos já foram assinados; (ii) os principais riscos associados com o projeto já foram consideravelmente atenuados; (iii) futuras injeções de capital serão diluídas ao longo de nove anos, e será aproveitado o fluxo de caixa gerado pelo próprio projeto durante os três últimos anos; (iv) os custos ambientais já foram definidos; e (v) todas as transações de vendas de energia elétrica já foram estabelecidas.

Essa aquisição não terá qualquer efeito sobre a política de pagamento de dividendos aos nossos acionistas.

Aumento da participação na Gasmig

Em 27 de dezembro de 2011, nosso Conselho de Administração autorizou a aquisição de 10.781.736 ações ordinárias nominais e 7.132.773 ações preferenciais nominais, representando 4,38% do capital total da Companhia de Gás de Minas Gerais – Gasmig, que pertencia ao Estado de Minas Gerais, por R$67,2 milhões, o que corresponde a um preço por ação de aproximadamente R$3,75, recentemente ajustado ao valor obtido por um laudo independente preparado por uma instituição especializada, que resultou na avaliação da participação adquirida de R$65. Para mais informações, veja seção "14.Investimento" das demonstrações financeiras.

Aquisição pela Cemig de participação acionária na Gás Brasiliano (GBD)

Em 8 de fevereiro de 2012, a Cemig celebrou um contrato de investimento com a Petrobrás Gás SA - Gaspetro e Gás Brasiliano Distribuidora SA ("GBD") para subscrição de ações ordinárias representativas de 40% do capital social da GBD, sujeitas a determinadas condições prévias. A GBD é uma empresa de distribuição de gás natural, que realiza a distribuição aos consumidores nos setores residencial, industrial, comercial, automotivo, cogeração e termeletricidade.

Aumento da participação da Cemig Capim Branco Energia S.A. no Consórcio Capim Branco Energia

Em uma reunião do conselho em 28 de dezembro de 2012, a Cemig autorizou sua subsidiária integral Cemig Capim Branco Energia S.A. ("Cemig Capim Branco") a aceitar uma oferta feita pela Suzano Papel e Celulose S.A e suas subsidiárias ("Suzano"), em 27 de dezembro de 2012, para a aquisição pela Cemig Capim Branco de participação proporcional a 17,89% detida pela Suzano no Consórcio Capim Branco Energia ("Consórcio"), e também declarou a intenção de adquirir as ações remanescentes, no caso de outros membros do consórcio não exercerem seus direitos de preferência, conforme especificado no Contrato de Constituição do Consórcio. A participação da Suzano no Consórcio proporcionalmente representa cerca de 81 MW de capacidade instalada, nas usinas hidrelétricas de Amador Aguiar I e II, assegurando potência média de 51 MW. Os membros do Consórcio, exceto a Suzano, são a Cemig Capim Branco, com 21,05%; Vale S.A., com 48,42%; e Votorantim Metais Zinco S.A., com 12,63%. Em 12 de março de 2013 a Cemig Capim Branco assinou o contrato definitivo para aquisição de 30,30% dos 17,89% de participação da Suzano no Consórcio. O preço total definido, sujeito a eventuais ajustes, referente à participação de 17,89% da Suzano no Consórcio foi de R$320 milhões. Desse total, a participação proporcional a ser adquirida pela Cemig Capim Branco representa um total de cerca de R$97 milhões. A transação está sujeita à conclusão e aprovação da Aneel e do CADE.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Investimentos de Capital

Os investimentos de capital realizados nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010, em milhões de reais, foram os seguintes:

	2012	**2011**	**2010**
Rede de Distribuição	1.446	1.857	2.050
Geração de energia	804	972	359
Rede de transmissão	(1) 446	1.030	1.581
Outros	834	121	132
Total dos investimentos de capital	**3.530**	**3.980**	4.122

As recentes mudanças na regulamentação do setor de energia, sobretudo as trazidas pela Lei n° 12.783 aos negócios de geração e transmissão, além da revisão tarifária da Cemig Distribuição (realizado em abril de 2013) tem exigido uma análise orçamentária mais apurada. Na data deste relatório, o nosso Plano de Investimentos para 2013 não havia sido aprovado por nós.

Esperamos financiar nossos gastos de capital em 2013 principalmente a partir de nosso fluxo de caixa e, em menor medida, através de financiamentos, Esperamos financiar nossas expansões e projetos através de empréstimos de bancos comerciais e através da emissão de debêntures no mercado local.

Visão Geral do Negócio

Geral

Administramos um negócio relacionado à geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica, distribuição de gás, telecomunicações e fornecimento de soluções energéticas.

Cemig

A Cemig realiza operações de compra e venda de energia elétrica por meio das suas subsidiárias. O total dos recursos utilizados no exercício de 2012 totalizou 83.912 GWh, valor 2,9% maior que os recursos utilizados no exercício anterior. A quantidade de energia produzida em 2012 foi de 38.433 GWh, o que representou um aumento de 12,7% sobre 2011 e a quantidade de energia comprada totalizou 45.479 GWh, o que representou uma redução de 4,1% sobre 2011. Isto, considerando a energia comprada de Itaipu (8.422 GWh) e a energia comprada pela CCEE e outras companhias (37.057 GWh).

A energia comercializada em 2012 foi de 48.487 GWh, uma quantidade 1,34% superior à comercializada em 2011, e 94,9% dessa quantidade (46.015 GWh) foram vendidos para consumidores finais, ambos cativos e livres.

O total de perdas de energia na rede básica e redes de distribuição foi de 6.317 GWh, o que corresponde a 7,5% dos recursos totais e 10,6% superior às perdas de 2011 (5.712 GWh).

A tabela abaixo mostra a discriminação dos recursos e necessidades de energia da Cemig comercializados nos últimos três anos.

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CEMIG (6)

(GWh)	**Exercício findo em 31 de dezembro de**		
	2012	**2011**	**2010**
FONTES	83.912	81.523	77.752
Energia elétrica gerada pela CEMIG (1)	35.382	31.276	30.361
Energia elétrica gerada por autoprodutores	1.100	997	980
Energia elétrica gerada pela Ipatinga	309	308	300
Energia elétrica gerada pela Barreiro	82	60	65
Energia elétrica gerada pela Sá Carvalho	405	356	380
Energia elétrica gerada pela Horizontes	54	53	80
Energia elétrica gerada pela Cemig PCH	70	51	58
Energia elétrica gerada pela Rosal Energia	249	251	310
Energia elétrica gerada pela Amador Aguiar	656	580	614
Energia Elétrica gerada pela Cachoeirão (5)	126	163	134
Energia elétrica comprada da Itaipu	8.422	8.475	8.590
Energia elétrica comprada da CCEE e outras empresas (2) (3)	37.057	38.953	35.880

DEMANDA	83.912	81.523	77.752
Energia elétrica entregue a consumidores finais[4]	46.015	45.346	43.272
Energia elétrica entregue a autoprodutores	994	991	993
Energia elétrica entregue pela Ipatinga	309	308	300
Energia elétrica entregue pela Barreiro	97	100	99
Energia elétrica entregue pela Sá Carvalho	476	498	496
Energia elétrica entregue pela Horizontes	81	83	85
Energia elétrica entregue pela Cemig PCH	109	115	121
Energia elétrica entregue pela Rosal Energia	263	262	263
Energia elétrica entregue pela Cachoeirão(5)	143	143	143
Energia elétrica entregue à CCEE e outras empresas [2] [3]	29.108	27.965	26.264
Perdas	6.317	5.712	5.716

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (418 GWh em 2012) e ao consumo interno das usinas de geração.
(2) Esse valor se refere a contratos, compras e vendas de energia elétrica na CCEE, inclusive o Mecanismo de Realocação de Energia.
(3) Inclui os contratos bilaterais com outros agentes da CCEE.
(4) Inclui energia elétrica entregue a consumidores fora da área de concessão.
(5) Inclui 100% da energia produzida pela Hidroelétrica Cachoeirão. A CEMIG possui uma participação de 49% no consórcio, sendo responsável pela venda de 100% da garantia física desta pequena central hidroelétrica.
(6) Não inclui a Light, que gerencia seu próprio saldo de energia elétrica.

Light

O consumo total de energia na área de concessão da Light Serviços de Eletricidade S.A. ("Light SESA"), que é controlada pela nossa subsidiária Light S.A. (incluindo clientes cativos e transporte de Consumidores Livres), atingiu 23.384 GWh em 2012, um acréscimo de 2,0% sobre 2011. O segmento comercial, que aumentou 9.1%, apresentou o melhor desempenho.

Em 2012, a quantidade de energia produzida foi de 4.290 MWh, um volume 5,0% abaixo dos 4.518 MWh gerados em 2011. Toda a energia da Light é produzida por usinas hidrelétricas, com uma capacidade total de 855 MW (excluindo a energia produzida por outras empresas).

Em 2012, foi vendido um total de 5.372,8 GWh, um declínio de 2,7% em relação ao montante vendido em 2011. Essa queda resultou principalmente das vendas no mercado à vista, devido a condições hidrológicas desfavoráveis durante o ano de 2012, especialmente no último trimestre. No mercado cativo (ACR), o volume caiu 2,0% em relação ao ano anterior devido ao retorno do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, ou MCSD. Esse retorno resultou na rescisão de contratos no mercado cativo (ACR), que compensou o crescimento de 20,5% das vendas no mercado livre (ACL).

A tabela abaixo retrata a energia gerada e vendida pela Light Energia nos períodos e nos mercados indicados abaixo:

LIGHT ENERGIA (GWh)	4T2012	4T2011	%	2012	2011	%
Vendas no ACR	1.069,4	1.082,0	-1,2%	4.103,0	4.185,7	-2,0%
Vendas no ACL	204,7	173,0	18,3%	746,6	619,8	20,5%
Vendas à Vista (CCEE)	(4,9)	125,4	-	523,2	717,5	-27,1%
Total	1.269,2	1.380,4	-8,1%	5.372,8	5.523,0	-2,7%

De acordo com a metodologia de cálculo da Aneel, as perdas comerciais ou não técnicas da Light, no exercício findo em dezembro de 2012 totalizaram 6.007 GWh, representando 45,4% da energia faturada no mercado de baixa tensão, 2,3 e 5,0 pontos percentuais acima de setembro de 2012 e dezembro de 2011, respectivamente. Veja a seção "Perdas de Energia".

As perdas totais de energia da Light SESA somaram 8.584 GWh, ou 23,6% do total, em 2012, 1,9% a mais do que 2011, devido às altas temperaturas registradas durante 2012, especialmente no quarto trimestre, o que causou um aumento no roubo de energia por consumidores de renda baixa, e principalmente pela iniciativa implementada no início deste ano relacionada à rescisão de contratos com clientes que apresentam longo prazo de inadimplência em áreas onde iniciativas tradicionais de cobrança não são efetivas, nos termos da Resolução 414 da Aneel.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA DA LIGHT

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2012	**2011**	**2010**
Balanço de energia (GWh)			
Carga das redes	36.409	34.983	35.201
Energia transportada para serviços públicos	2.637	2.901	3.047
Energia transportada para Consumidores Livres*	5.018	4.664	5.206
Carga própria	28.755	27.418	26.948
Consumo do mercado cativo	20.054	19.877	19.459
Mercado de baixa tensão	13.207	12.985	12.630
Mercado de média tensão	6.847	6.891	6.829
Perdas + Energia não faturada	8.701	7.542	7.489

* Incluindo a CSN e CSA

Geração

De acordo com a Aneel, em 31 de dezembro de 2012, fomos o quarto maior grupo de geração de energia elétrica no Brasil com base em capacidade instalada total. Em 31 de dezembro de 2012, geramos energia elétrica em 64 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e três usinas eólicas, dispondo de capacidade instalada total de geração de 7.038 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 6.805 MW, as usinas termelétricas responderam por 184 MW e as usinas eólicas responderam por 49 MW. Oito das nossas usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 77% da nossa capacidade de geração de energia elétrica instalada em 2012. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, registramos despesas no total de R$252,58 milhões relacionados aos pagamentos de encargos de transmissão ao ONS e aos titulares de concessão de transmissão. Veja a seção "O Setor Elétrico Brasileiro" e "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

Transmissão

Dedicamo-nos ao negócio de transmissão de energia elétrica, que consiste no transporte de energia elétrica das instalações nas quais é gerada às redes de distribuição para entrega aos consumidores finais. Transportamos energia produzida em nossas próprias instalações de geração e a energia por nós comprada de Itaipu, e outras fontes, bem como a energia elétrica do sistema elétrico interligado e de outras concessionárias. Nossa rede de transmissão compõe-se de linhas de transmissão de energia com capacidade de tensão igual ou superior a 230 kV e integra a rede de transmissão brasileira, regulamentada pelo ONS. Veja a seção "– O Setor Elétrico Brasileiro". Em 31 de dezembro de 2012, nossa rede de transmissão consistia em aproximadamente 40 milhas de linhas superiores a 525 kV, 3.042 milhas de linhas de 500 kV, 135 milhas de linhas de 440 kV, 1.286 milhas de linhas de 345 kV e 1.343 milhas de linhas de 230 kV, distribuídas principalmente entre as seguintes empresas:

- Cemig Geração e Transmissão: 1.352 milhas de linhas de 500 kV, 1.222 milhas de linhas de 345 kV e 490 milhas de linhas de 230 kV localizadas em Minas Gerais;

- TAESA: Nossa parte proporcional nas linhas de transmissão da TAESA inclui 1.159 milhas de linhas de 500 kV, 135 milhas de linhas de 440 kV e 303 milhas de linhas de 230 kV em 16 Estados brasileiros.

- TBE: Nossa parte proporcional nas linhas de transmissão da TBE inclui 40 milhas de linhas superiores de 525 kV, 531 milhas de linhas de 500 kV, 1 milha de linhas de 345 kV e 456 milhas de linhas de 230 kV.

- Transmineiras* e Centroeste: Nossa parte proporcional nas linhas de transmissão Transmineiras e Centroeste inclui 63 milhas de linhas de 345 kV e 9 milhas de linhas de 230 kV.

- Light: Nossa parte proporcional nas linhas de transmissão Light inclui 23 milhas de linhas de 230 kV.

- A Transchile opera um total de 62 milhas de linhas de 220 KV (linha "Charrúa – Nueva Temuco") no Chile.

* Transmineiras inclui as empresas Transleste, Transudeste e Transirapé.

Distribuição

Por meio da CEMIG Distribuição detemos quatro contratos de concessão de distribuição em Minas Gerais que nos outorga direitos de fornecer energia elétrica a consumidores dentro de nossa área de concessão, incluindo os consumidores que possam se enquadrar, em conformidade com a legislação, na categoria de Consumidores Livres (consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW ou consumidores com demanda igual ou superior a 500 kWh de fontes alternativas de energia, tais como vento, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas). A área de concessão da Cemig Distribuição cobre aproximadamente 219.103 milhas quadradas, ou 96,7% do território do Estado. Em 31 de dezembro de 2012, através da Cemig Distribuição, detínhamos e operávamos aproximadamente 308.466 milhas de linhas de distribuição, por meio das quais fornecíamos 24.633 GWh a aproximadamente 7,5 milhões de consumidores finais.

Através da Light Serviços de Eletricidade S.A. ("Light SESA"), controlada pela nossa subsidiária Light S.A., em 31 de dezembro de 2012, detínhamos e operávamos 37.000 milhas de linhas de distribuição, por meio das quais fornecíamos 23.384 GWh a aproximadamente 4 milhões de consumidores finais, equivalente a um aumento de 2,0% no consumo em relação a 2011. A área de concessão da Light SESA inclui 31 cidades do Estado do Rio de Janeiro.

Em 2012, um total de 5.018 GWh foi transmitido e entregue pelo sistema de distribuição de energia elétrica aos Consumidores Livres. O volume total de energia elétrica fornecido foi de 23.384 GWh, dos quais 35% foram fornecidos aos consumidores residenciais, 29,0% aos consumidores comerciais, 15% a outros consumidores, 14% a Consumidores Livres e 7% a consumidores industriais.

Light S.A., com a entrada em operação da Pequena Central Hidrelétrica de Paracambi (PCH) em maio de 2012 e a Renova Energia, com a operação da sua primeira usina eólica em julho de 2013, além do aumento da capacidade instalada conjunta de 866 MW em 2011 para 942 MW em 2012.

Outros Negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, dedicamo-nos também aos seguintes negócios: (i) distribuição de gás natural em Minas Gerais por meio de nossa controlada consolidada Gasmig; (ii) telecomunicações por meio de nossa subsidiária consolidada Cemig Telecomunicações S.A.; (iii) consultoria nacional e internacional de soluções em energia por intermédio de nossa subsidiária Efficientia S.A. (iv) implementação e gestão de sistemas para companhias do setor de energia elétrica por meio de nossa subsidiária Axxiom Soluções Tecnológicas S.A.; e (v) exploração de gás natural através de seis consórcios, conforme a seguir: (a) Consórcio de Exploração SF-T-104, (b) Consórcio de Exploração SF-T-114, (c) Consórcio de Exploração SF-T-120, (d) Consórcio de Exploração SF-T-127, (e) Consórcio de Exploração REC-T-163, e (f) Consórcio de Exploração POT-T-603, mantido com diversos parceiros; e (vi) venda e comercialização de energia elétrica, através da estruturação e intermediação de transações de compra e venda; compra e venda de energia elétrica no Mercado Livre através de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A. e Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.

Fontes de Receita

A tabela a seguir apresenta as receitas atribuídas a cada uma de nossas principais fontes de receita, em milhões de reais, nos períodos indicados:

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2012	**2011**	**2011**
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	16.671	14.955	13.219
Receita de vendas no atacado para outras concessionárias e PROINFA	1.942	1.613	1.469
Receita do uso dos sistemas de distribuição básica de energia (TUSD)	2.216	1.978	1.658
Receita do uso do sistema de transmissão	1.675	1.407	1.141
Receita de indenização de transmissão	192	-	-
Receitas de Construção	1.631	1.541	1.341
Receitas de vendas no mercado à vista	427	269	133
Outras receitas operacionais	1.324	983	924
Imposto sobre receitas	(7.618)	(6.997)	(6.095)
Total	18.460	15.749	13.790

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Geração e Comercialização de Energia

Visão Geral

A tabela abaixo apresenta as informações operacionais relativas às nossas usinas de geração de energia elétrica em 31 de dezembro de 2012:

Usina	Capacidade instalada (MW)	Energia assegurada (1) (média MW)	Início das operações	Capacidade instalada % do total	Ano de expiração da concessão ou da autorização	Participação da CEMIG
Hidrelétricas						
São Simão	1,710.00	1,281.00	1978	23.40%	Janeiro de 2015	100%
Emborcação	1,192.00	497.00	1982	16.31%	Julho de 2025	100%
Nova Ponte	510.00	276.00	1994	6.98%	Julho de 2025	100%
Jaguara	424.00	336.00	1971	5.80%	Agosto de 2013	100%
Miranda	408.00	202.00	1998	5.58%	Dezembro de 2016	100%
Três Marias	396.00	239.00	1962	5.42%	Julho de 2015	100%
Volta Grande	380.00	229.00	1974	5.20%	Fevereiro de 2017	100%
Irapé	360.00	206.30	2006	4.93%	Fevereiro de 2035	100%
Aimorés	161.70	84.28	2005	2.21%	Dezembro de 2035	49%
Salto Grande	102.00	75.00	1956	1.40%	Julho de 2015	100%
Funil	88.20	43.61	2002	1.21%	Dezembro de 2035	49%
Queimado	86.63	47.85	2004	1.19%	Janeiro de 2033	83%
Sá Carvalho	78.00	58.00	1951	1.07%	Dezembro de 2024	100%
Rosal	55.00	30.00	1999	0.75%	Maio de 2032	100%
Itutinga	52.00	28.00	1955	0.71%	Julho de 2015	100%
Amador Aguiar I	50.53	32.63	2009	0.69%	Agosto de 2036	21,05%
Baguari	47.60	27.27	1960	0.65%	Agosto de 2041	34%
Camargos	46.00	21.00	2007	0.63%	Julho de 2015	100%
Amador Aguiar II	44.21	27.58	1999	0.60%	Agosto de/2036	21,05%
Porto Estrela	37.33	18.60	2001	0.51%	Julho de 2032	33,3%
Igarapava	30.45	19.72	1999	0.42%	Dezembro de 2028	14,5%
Pai Joaquim	23.00	2.41	2004	0.31%	Abril de 2032	100%
Piau	18.01	13.53	1946	0.25%	Julho de 2015	100%
Gafanhoto	14.00	6.68	2001	0.19%	Julho de 2015	100%
Cachoeirão	13.23	8.02	2008	0.18%	Julho de 2030	49%
Paracambi	12.25	9.57	2012	0.17%	Fevereiro de 2031	49%
Pipoca	9.80	5.83	2010	0.13%	Setembro de 2031	49%
Peti	9.40	6.18	1946	0.13%	Julho de 2015	100%
		2.15				
Poço Fundo	9.16	5.79	1949	0.13%	Agosto de 2025	100%
Tronqueiras	8.50	4.14	1955	0.12%	Julho de 2015	100%
Joasal	8.40	5.20	1950	0.11%	Julho de 2015	100%
Salto Voltão	8.20	6.63	2001	0.11%	Outubro de 2030	100%
Martins	7.70	2.52	1947	0.11%	Julho de 2015	100%
Cajuru	7.20	3.48	1959	0.10%	Julho de 2015	100%
São Bernardo	6.82	3.42	1948	0.09%	Agosto de 2025	100%
Paraúna	4.28	1.90	1927	0.06%	N/A	100%
Pandeiros	4.20	1.87	1957	0.06%	Setembro de 2021	100%
Paciência	4.08	2.36	1930	0.06%	Julho de 2015	100%
Marmelos	4.00	2.88	1915	0.05%	Julho de 2015	100%
Outras PCHs(3)	24.08	11.11	N/A	0.33%	N/A	N/A
Usinas termelétricas						
Igarapé	131.00	71.30	1978	1.86%	Agosto de 2024	100%
Ipatinga	40.00	40.00	1986 (2)	0.57%	Dezembro de 2014	100%
Barreiro	12.90	11.37	2004	0.18%	Abril de 2023	100%
Usinas eólicas						
Praias de Parajuru	14.11	4.11	2012	0.20%	Setembro de 2032	49%
Praia de Morgado	14.11	6.47	2011	0.20%	Dezembro de 2031	49%
Volta do Rio	20.58	9.02	2011	0.29%	Dezembro de 2031	49%
Usinas Hidrelétricas Light						
Fonte Nova	34.40	27.10	1940	0.49%	Julho de 2029	32,47%
Paracambi	12.30	9.60	2012	0.17%	Setembro de 2031	51,0%
Ilha dos Pombos	48.80	30.00	1924	0.69%	Julho de 2029	32,5%
Nilo Peçanha	99.00	87.30	1940	1.41%	Julho de 2029	32,5%
Pereira Passos	26.10	13.30	1962	0.37%	Julho de 2029	32,5%
Santa Branca	14.60	8.30	1999	0.21%	Julho de 2029	32,5%
Cachoeira da Lixa	14.80	8.26	2008	0.21%	Dezembro de 2033	7.2%
Colino 1	11.00	7.34	2008	0.16%	Dezembro de 2033	7.2%
Colino 2	16.00	10.49	2008	0.23%	Dezembro de 2033	7.2%
TOTAL	**7,023.66**	**4,279.27**	-	**100%**	-	-

(1) Energia Assegurada significa a produção média de longo prazo da usina, conforme estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em conformidade com estudos conduzidos pela EPE. O cálculo da Energia Assegurada considera fatores como capacidade de

reservatório e conexão a outras usinas de energia. Os contratos com consumidores finais e outras concessionárias não preveem valores superiores à Energia Assegurada à usina. A resolução MME 303/2004 alterou o termo de Energia Assegurada para Garantia Fiscal.
(2) Indica nossa data de aquisição.
(3) Corresponde a 17 Pequenas Centrais Hidrelétricas: Anil, Bom Jesus do Galho, Dona Rita, Jacutinga, Lages, Luiz Dias, Machado Mineiro, Pissarrão, Poquim, Rio de Pedras, Salto de Morais, Salto do Passo Velho, Salto do Paraopeba, Santa Luzia, Santa Marta, Sumidouro e Xicão.

As tabelas a seguir apresentam determinadas informações operacionais adicionais relacionadas às nossas operações de geração de energia elétrica nas datas indicadas:

	Extensão da Rede de Geração em Milhas (de nossas usinas até as subestações de geração) 31 de dezembro de			
Tensão das Linhas de Ligação	**2012**		**2011**	**2010**
500 kV			7	7
345 a 230 kV	108		108	108
161 a 138 kV	114	(1)	112	112
69 a 13,8 kV	187		187	187
Total	416		414	63

	Capacidade de Transformação Abaixadora(2) de Subestações de Geração* 31 de dezembro de			
	2012	**2011**	**2010**	
Número de subestações abaixadoras	64	63	63	
MVA	7.445	7.416	7.416	(3)

(1) A extensão de nossa rede de ligação de 138 kV aumentou em 2012, em decorrência do início das operações da Pequena Central Hidrelétrica de Paracambi.
(2) Esse valor não inclui a aquisição da Light
(3) Capacidade de transformação abaixadora se refere à capacidade de um transformador de receber certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.

Ativos de Geração

Constituímos as seguintes subsidiárias integrais no Estado de Minas Gerais e outros Estados do Brasil, para operarmos algumas de nossas instalações de geração de energia e deter as respectivas concessões:

Cemig Geração e Transmissão S.A. — Em 31 de dezembro de 2012, tínhamos capacidades de geração de energia elétrica em 57 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e três parques eólicos, o que totaliza uma capacidade de geração de 6.761 MW, valor em que as usinas hidrelétricas contribuíram com 6.528 MW, as usinas termelétricas responderam por 184 MW e os parques eólicos representaram 49 MW.

Além das nossas próprias usinas, a Cemig Geração e Transmissão participa dos seguintes consórcios:

- *Usina Hidrelétrica de Igarapava* — Temos 14,5% de participação no empreendimento e os nossos parceiros são a Vale S.A. (38,2%), a Votorantim Metais Zinco S.A. (23,9%), a Companhia Siderúrgica Nacional S.A. (17,9%) e a Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração S.A. (5,5%).

- *Usina Hidrelétrica de Queimado* — Nossa parceira nesse projeto é a CEB Participações S.A. (CEBPar), uma subsidiária da Companhia Energética de Brasília (CEB), uma companhia elétrica controlada pelo estado. Conforme a segunda Alteração ao Contrato de Concessão 006/1997, celebrado em 17 de julho de 2009, a CEB tem uma participação de 17,5% e nós temos os restantes 82,5%.

- *Usina Hidrelétrica de Aimorés* — Temos 49% de participação nessa empresa e nossa parceira, a Vale S.A., tem os restantes 51% de participação.

- *Usina Hidrelétrica de Funil* — Temos uma participação de 49% no empreendimento e nossa parceira, a Vale S.A., tem os restantes 51% de participação.

- *Usina Hidrelétrica de Porto Estrela* — Temos 33,3% de participação no empreendimento e as nossas parceiras são a Vale S.A. (33,3%) e a Companhia de Tecidos Norte de Minas - Coteminas (33,3%).

Light S.A. — Em 31 de dezembro de 2012, geramos eletricidade em cinco usinas hidrelétricas com capacidade instalada de geração total de 866 MW.

Renova Energia S.A. — Em 31 de dezembro de 2012, a energia gerada nas três pequenas centrais hidrelétricas totalizou uma capacidade instalada de 42 MW. Usina Térmica Ipatinga S.A. – Operamos a Usina Termelétrica de Ipatinga por intermédio de nossa subsidiária.

Usina Térmica Ipatinga S.A. - Essa usina é uma APE (autoprodutora de energia) instalada e operada nas instalações das Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. - USIMINAS, ou Usiminas, uma grande companhia siderúrgica brasileira. A usina fornece energia a uma importante usina siderúrgica de propriedade da Usiminas, localizada no leste de Minas Gerais. A usina atualmente apresenta capacidade instalada de 40 MW, gerada por duas unidades que iniciaram operação em 1986 e que utilizam gás de alto-forno como combustível.

Sá Carvalho S.A. – Operamos a Usina Hidrelétrica Sá Carvalho, localizada no Rio Piracicaba, no Município de Antônio Dias, no Estado de Minas Gerais, por meio de nossa subsidiária Sá Carvalho S.A.. Atualmente, a usina possui capacidade instalada de 78MW.

Rosal Energia S.A. – Em dezembro de 2004, compramos da Caiuá Serviços de Eletricidade S.A., ou Caiuá, a hidrelétrica de Rosal, com capacidade instalada de 55 MW, por R$134 milhões. A hidrelétrica de Rosal, o único ativo da Rosal Energia, fica situada no Rio Itabapoana, que corre ao longo da fronteira entre os Estados do Espírito Santo (Município de Guaçuí) e do Rio de Janeiro (Município de Bom Jesus de Itabapoana).

Cemig Capim Branco Energia S.A. – Constituímos a Cemig Capim Branco Energia S.A. (21.1%) para desenvolver o Complexo de Eletricidade Capim Branco em parceria com a Vale S.A. (48,4%), uma companhia de mineração, a Comercial e Agrícola Paineiras (17,9%), uma agroindústria, e a Votorantim Metais Zinco S.A. (12,6%), ou VMZ, uma companhia metalúrgica. Em 16 de março de 2007, a Aneel publicou a Resolução nº 683, aprovando a alteração da denominação social do Complexo de Geração Capim Branco para Complexo de Geração Amador Aguiar. O projeto consiste das Usinas Hidrelétricas Amador Aguiar I e Amador Aguiar II, com capacidade instalada de 240 MW e 210 MW, respectivamente.

Horizontes Energia S.A. – Constituímos a Horizontes Energia S.A., ou Horizontes Energia, para gerar e comercializar energia elétrica como um PIE (produtor independente de energia), por meio da operação comercial das seguintes usinas hidrelétricas de pequeno porte: Usina Machado Mineiro (Pequena Central Hidrelétrica com capacidade instalada de 1,72 MW), Usina de Salto do Paraopeba (Pequena Central Hidrelétrica com capacidade instalada de 2,37 MW), Usina de Salto Voltão (Pequena Central Hidrelétrica com capacidade instalada de 8,2 MW), e Usina de Salto do Passo Velho (Pequena Central Hidrelétrica com capacidade instalada de 1,8 MW), assim como outros projetos de geração a serem adquiridos ou construídos com nossa participação. A concessão relativa à Pequena Central Hidrelétrica Machado Mineiro expira em 7 de julho de 2025, e as concessões relativas às demais usinas expiram em 4 de outubro de 2030. Atualmente, a Pequena Central Hidrelétrica de Salto do Paraopeba está com suas operações paralisadas devido à reforma. Estimamos que tal usina retome suas operações em 2014.

Usina Termelétrica Barreiro S.A. – Constituímos a Usina Térmica Barreiro S.A. para participar, em parceria com a V&M do Brasil S.A., ou Vallourec & Mannesmann, metalúrgica, da construção e operação da Usina Termelétrica de Barreiro de 12,9 MW, localizada próximo à Vallourec & Mannesmann no bairro Barreiro, na cidade de Belo Horizonte, em Minas Gerais.

CEMIG PCH S.A. – Constituímos a CEMIG PCH S.A. para gerar e comercializar energia como um PIE. Sua principal atividade é a produção e venda de energia elétrica por meio da Pequena Central Hidrelétrica de Pai Joaquim, como um PIE. Esta hidrelétrica, localizada no Rio Araguari, possui uma capacidade elétrica instalada de 23 MW.

Hidrelétrica Cachoeirão S.A. – Constituímos uma companhia para propósito específico denominada Hidrelétrica Cachoeirão S.A., para construir e operar a Pequena Central Hidrelétrica de Cachoeirão. Esta usina, com capacidade instalada de 27MW, está situada no Rio Manhuaçu, na região leste de Minas Gerais. A Cemig Geração e Transmissão possui uma participação de 49% na *Hidrelétrica Cachoeirão* S.A. e a Santa Maria Energética possui participação de 51%.

Pequena Central Hidrelétrica de Paracambi — A Cemig Geração e Transmissão negociou a participação na construção e operação da Pequena Central Hidrelétrica de Paracambi, em parceria com a Light, para implementar e operar o projeto. Cemig Geração de Transmissão detém uma participação de 49% neste projeto, enquanto a Light possui participação de 51%. A usina, com uma capacidade instalada de 25 MW, está localizada no Rio Lajes, no leste do Estado do Rio de Janeiro. A concessão relativa a esta usina expira em fevereiro de 2031. Em 31 de dezembro de 2012, havíamos investido R$203 milhões neste projeto.

Baguari Energia S.A. — Operamos a Usina Hidrelétrica Baguari por meio do Consórcio UHE Baguari, no qual a Baguari Energia possui uma participação de 49%. A usina tem capacidade instalada de 140MW e está localizada no Rio Doce, no Estado de Minas Gerais. A energia gerada é comercializada no ACR. Inicialmente, a Cemig Geração e Transmissão tinha uma participação de 34% nesse consórcio e a Furnas Centrais Elétricas S.A. 15% de participação. Em 2 de fevereiro de 2010, a Aneel transferiu para a Baguari Energia a concessão conjunta da Cemig Geração e Transmissão e Furnas Centrais Elétricas S.A na Usina Hidrelétrica de Baguari.

Hidrelétrica Pipoca S.A. – A Cemig Geração e Transmissão negociou a compra de uma participação na construção e operação da Pequena Central Hidrelétrica Pipoca, em parceria com a Omega Energia Renovável S.A., constituída pelas companhias de investimento Tarpon Investimentos e Warburg Pincus para implementar e operar o projeto. Por meio da Cemig Geração e Transmissão, detemos participação de 49% no capital da Hidrelétrica Pipoca S.A. A usina, com capacidade instalada de 20 MW, está localizada no Rio Manhuaçu, na região leste do Estado de Minas Gerais.

Usinas Eólicas

Usinas eólicas estão se tornando um dos meios mais promissores de geração de energia para o futuro próximo. Além de seu reduzido impacto ambiental, esta fonte de energia é completamente renovável e amplamente disponível no Brasil, de acordo com recentes estudos de potencial. Além disso, seu rápido desenvolvimento técnico durante as décadas recentes resultou em custo mais baixo por MWh, comparado com outros meios de geração de energia. A CEMIG está monitorando a evolução acelerada da geração de energia eólica e sua inclusão na carteira de energia brasileira.

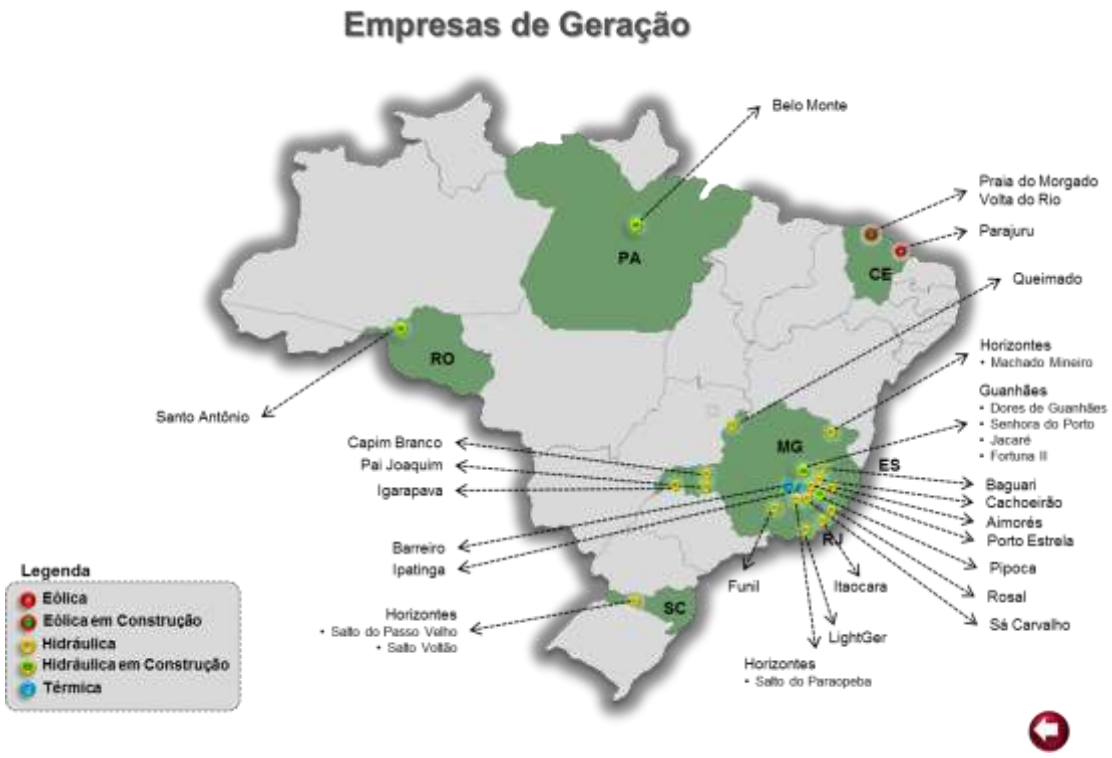
Nossa primeira usina eólica, Morro do Camelinho, começou a operar em 1994. Está localizada em Gouveia, uma cidade no norte de Minas Gerais. Este projeto é a primeira usina eólica no Brasil a ser conectada com a rede nacional de transmissão de energia elétrica. Com capacidade total de geração de 1 MW, Morro do Camelinho foi construída por meio de um acordo de cooperação técnica e científica com o governo da Alemanha. Considerando o caráter experimental da usina, bem como o fato de que o equipamento utilizado está em processo de obsolescência, a Cemig solicitou à Aneel permissão para desativar o local, concedida em 2 de setembro de 2010. Em 15 de agosto de 2009, a Cemig Geração e Transmissão comprou da Energimp S.A. uma participação de 49% em três usinas eólicas localizadas no Estado do Ceará, pelo valor de R$223 milhões. As três usinas eólicas, denominadas UHE Praia do Morgado, UHE Praias de Parajuru e UHE Volta do Rio, têm capacidade total instalada de 99,6 MW.

Central Eólica Praias de Parajuru S.A. está localizada na cidade de Beberibe, no Estado do Ceará. Começou sua operação comercial em agosto de 2009. Toda a sua geração, totalizando 73.525 MWh em 2012, foi vendida para a Eletrobras, segundo o Programa Proinfa, por um período de 20 anos.

Central Eólica Praia do Morgado S.A está localizada na cidade de Acaraú, no Estado do Ceará. Começou a operar comercialmente em maio de 2010. Toda a sua geração, totalizando 59.117 MWh em 2012, foi vendida a Eletrobras, segundo o Programa Proinfa, por um período de 20 anos.

Central Eólica Volta do Rio S.A está localizada na cidade de Acaraú, no Estado do Ceará. Começou suas operações comerciais em setembro de 2010. Toda a sua eletricidade, totalizando 161.238 MWh em 2012, foi vendida a Eletrobras, segundo o Programa Proinfa, por um período de 20 anos.

O gráfico a seguir apresenta a maioria das nossas empresas de geração de energia, incluindo suas subsidiárias e afiliadas:



Expansão da Capacidade de Geração

Atualmente, estamos envolvidos na construção de seis usinas hidrelétricas – Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Fortuna II, Jacaré, Santo Antônio e Belo Monte – que aumentarão a capacidade de geração instalada de nossas instalações hidrelétricas em 1.280 MW durante os próximos seis anos. A seguir faremos uma breve descrição destes projetos, cuja conclusão está sujeita a contingências diversas, algumas delas fora de nosso alcance:

SPE Guanhães Energia S.A. – A Cemig Geração e Transmissão negociou a participação na construção e operação de Pequenas Centrais Hidrelétricas, ou PCHs, de Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Fortuna II e Jacaré. Em agosto de 2012, a Light Energia adquiriu de nosso parceiro neste projeto, a Investminas Participações S.A., uma controlada integral da GlobalBank Participações e Investimentos S.A, 100% da participação na Guanhães Energia S.A, ou Guanhães Energia. Consequentemente, a Cemig Geração de Transmissão detém uma participação de 49% na Guanhães Energia, enquanto a Light Energia possui participação de 51%. O objetivo da Guanhães Energia é construir e operar essas quatro PCHs, a saber: Dores de Guanhães, com capacidade instalada de 14 MW; Senhora do Porto, com capacidade instalada de 12 MW; Jacaré, com capacidade instalada de 9 MW; e Fortuna II, com capacidade instalada de 9 MW. Dores de Guanhães, Senhora do Porto e Jacaré estão sendo construídas no Rio Guanhães, localizado do município de Dores de Guanhães, Estado de Minas Gerais, e a Fortuna II está sendo construída no Rio Corrente Grande, localizado nos municípios de Guanhães e Virginópolis, Estado de Minas Gerais. A construção foi iniciada em setembro de 2012, e espera-se que as operações comerciais sejam iniciadas no primeiro semestre de 2014. As concessões relativas a tais usinas expiram em dezembro de 2031 para a Fortuna II; em novembro de 2032 para a Dores de Guanhães; e em outubro de 2032 para a Senhora do Porto e Jacaré. Em 31 de dezembro de 2012, havíamos investido R$29 milhões neste projeto. Esperamos investir um total de R$110 milhões até o fim do projeto.

Madeira Energia S.A. – A MESA é uma sociedade de propósito específico (SPE) criada para implementar, criar, operar e manter a usina hidrelétrica de Santo Antônio, na bacia do Rio Madeira, na região Nordeste do Brasil. Tal instalação contará com uma capacidade de geração de 3.150 MW. A Usina Hidrelétrica de Santo Antônio iniciou suas operações em março de 2012, nove meses antes da previsão inicial. A Cemig Geração e Transmissão possui 10% de participação na MESA, e, com base em nossa participação acionária, esperamos investir R$1.676 milhões no desenvolvimento deste projeto.

Norte Energia S.A. - Desde outubro de 2011, a Cemig Geração e Transmissão detém uma participação de 74,5% na sociedade de propósito específico Amazônia Energia em parceria com a Light Energia, a qual detém os 25,5% restantes. A Amazônia Energia detém 9,77% de uma concessão para executar, operar e manter a Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu, na região norte do Brasil por meio de outra sociedade de propósito específico, Norte Energia S.A. No final de 2012, restava apenas percentual de 20% para a conclusão da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, a qual deverá sem concluída em 31/01/2019, uma marca importante considerando os desafios de um projeto hidrelétrico de 11.233 MW, atualmente a maior usina em construção do mundo, localizada na Floresta Amazônica. Mais de 85% do escopo de fornecimento de equipamentos e construção necessários para a conclusão do projeto já foi contratado, entretanto o projeto ainda esta na fase incial de desenvolvimento. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, juntamente com dois bancos de investimentos, concederam um empréstimo de R$22,5 bilhões para completar o projeto, o que acreditamos ser outro marco que confirma a consistência do mesmo. A Cemig fará investimentos de R$603 milhões no projeto até 2016.

Consórcio UHE Itaocara — Em 2008, a Cemig Geração e Transmissão participou de um consórcio (49% de participação) com a Itaocara Energia Ltda, uma sociedade de propósito específico detida pela Light S.A., criada para executar, construir, operar e manter a Usina Hidrelétrica de Itaocara. A usina, com uma capacidade de geração de 151 MW, está localizada no Rio Paraíba do Sul, entre os municípios de Itaocara e Aperibé, no estado do Rio de Janeiro. A construção está prevista para começar em 2013.

Renova Energia S.A. — A Light Energia S.A., uma subsidiária da Light S.A., detém 32,31% das ações ordinárias e 21,99% do capital total da Renova, uma companhia que produz energia a partir de fontes renováveis, focada em parques eólicos e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). A Renova vendeu um total de 703MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica nos leilões de energia de reserva 2009 e 2010, bem como no leilão A–3 de 2011 e no leilão A-5 de 2012. O portfólio atual da Renova é de 2.051 MW de projetos eólicos e 1.472 MW de PCHs e outros projetos em desenvolvimento. A Renova é a primeira e única empresa dedicada a geração de energia alternativa listada na BM&FBovespa. O aporte da Light na Renova foi de R$360 milhões, que foram utilizados para a implantação de parques eólicos.

Joint-Ventures de Cogeração com Clientes

Pretendemos estabelecer *joint-ventures* com consumidores industriais com o fim de desenvolver instalações de cogeração. Essas instalações seriam construídas nos estabelecimentos dos consumidor*es e gerariam* energia elétrica com utilização de combustível produzido pelos processos indus*triais do cliente. Cada* projeto de cogeração seria custeado, em parte, por meio de um contrato com o consumidor para a compra da energia elétrica gerada nas instalações do consumidor. Assumiríamos a responsabilidade pela operação e manutenção da instalação de cogeração.

Comercialização de Energia

Nos termos da atual regulamentação do setor elétrico brasileiro, as companhias de geração de energia podem operar na comercialização bem como na venda de sua própria produção. A CEMIG começou a intensificar esta atividade em 2009, a qual é complementar à atividade de venda de sua própria geração, adquirindo eletricidade para venda futura, por meio de suas controladas de geração e venda de energia, buscando futuramente aumentar os resultados da companhia. A política de comercialização global da CEMIG é aprovada pelo Conselho de Administração e as transações são individualmente aprovadas pela Diretoria.

Estas transações foram previamente submetidas à análise do Comitê de Gestão de Riscos Energéticos, no qual representantes de várias áreas da CEMIG – financeira, legal, comercial, regulatória e planejamento – participam, com o propósito de determinar os riscos e resultados esperados, utilizando, para isto, análise das condições de mercado, modelos de simulação hidrológica, modelos de riscos energéticos, preços de venda à vista estimados e cálculo da rentabilidade sobre o risco.

Os resultados das atividades de comercialização dependem das condições de mercado, que podem diferir das expectativas da Companhia. Para mitigar os riscos, a CEMIG busca evitar as exposições, vendendo a energia comprada assim que possível.

Transmissão

Visão Geral

Nosso negócio de transmissão consiste principalmente na transferência de grandes volumes de geração das usinas elétricas para agentes consumidores conectados diretamente à rede básica de transmissão, consumidores finais e empresas de distribuição. Nossa rede de transmissão é composto por redes de transmissão e subestações abaixadoras com tensões que variam de 230 kV a 500 kV.

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, nosso negócio de transmissão registrou uma receita total de R$1,680 milhões. Por outro lado, nossa utilização da rede básica de transmissão por usinas de geração conectadas e sistemas de distribuição e compras de energia elétrica de Itaipu e de outros fornecedores exige que paguemos tarifas programadas à ONS e aos proprietários de outros trechos da rede básica de transmissão. Veja a seção "O Setor Elétrico Brasileiro" e "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

A Cemig Geração e Transmissão transportou 5.468 GWh em 2012 atendendo a 15 Clientes Livres industriais de alta voltagem localizados no Estado de Minas Gerais.

As tabelas a seguir apresentam certas informações operacionais relativas à nossa capacidade de transmissão nas datas indicadas:

Extensão da Rede de Transmissão em Milhas

	Em 31 de dezembro de		
Tensão das Linhas de Transmissão	**2012**	**2011**	**2010**
>525 kV	40	55	38
500 kV	3,042	3,155	2,663
440 kV	135	177	177
345 kV	1,286	1,223	1,347
230 kV	1,343	1,197	909
Total	5,847	5,807	5,134

Capacidade de Transformação (1) das Subestações de Transmissão

	Em 31 de dezembro de		
Tensão das Linhas de Transmissão	**2012**	**2011**	**2010**
Número de subestações de transmissão	60**(2)**	60**(2)**	58**(2)**
MVA	18,834	18,438	18,079

(1) A capacidade de transformação refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.

(2) Não estão consideradas as subestações compartilhadas.

Ativos de Transmissão

Montes Claros–Irapé (Transleste) – Em setembro de 2003, um consórcio formado pela Companhia Técnica de Engenharia Elétrica – ALUSA, ou ALUSA (com participação de 41%), Furnas (participação de 24%), Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda., ou Orteng (participação de 10%), e pela CEMIG (participação de 25%), venceu a licitação de concessão da Aneel para a linha de transmissão Montes Claros–Irapé. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transleste de Transmissão, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV conecta a subestação localizada em Montes Claros, cidade no norte de Minas Gerais, à subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé, com uma extensão de aproximadamente 86 milhas. A operação da linha de transmissão iniciou-se em dezembro de 2005. A concessão expira em fevereiro de 2034.

Itutinga–Juiz de Fora (Transudeste) – Em setembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 25%, 10% e 24%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da Aneel para a linha de transmissão Itutinga–Juiz de Fora. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transudeste de Transmissão, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 89 milhas, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Itutinga e uma subestação localizada em Juiz de Fora, cidade no sudeste de Minas Gerais. As operações comerciais se iniciaram em fevereiro de 2007. A concessão expira em março de 2035.

Irapé–Araçuaí (Transirapé) – Em novembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 24,5%, 10% e 24,5%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da Aneel para a linha de transmissão Irapé–Araçuaí. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transirapé de Transmissão, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 230 kV, com extensão de aproximadamente 38 milhas, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé e uma subestação em Araçuaí, cidade localizada no nordeste de Minas Gerais. As operações comerciais se iniciaram em maio de 2007. A concessão expira em março de 2035.

Furnas–Pimenta (Centro-oeste) – Em setembro de 2004, um consórcio formado por Furnas e pela CEMIG, com participações de 49% e 51%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da Aneel para a linha de transmissão Furnas–Pimenta. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia de Transmissão Centro-Oeste, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 47 milhas, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas a uma subestação localizada em Pimenta, cidade na região centro-oeste de Minas Gerais. Suas operações comerciais foram iniciadas em março de 2010. A concessão expira em março de 2035.

Charrúa–Nueva Temuco (Transchile)– Em abril de 2005 um consórcio constituído pela ALUSA e CEMIG, com participação de 51% e 49%, respectivamente, venceu a concessão licitada pelo *Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central*, ou CDEC – SIC, do Chile, para construir, operar e manter a linha de transmissão de 220 kV Charrúa–Nueva Temuco pelo período de 20 anos. Este foi um importante marco na história da CEMIG, configurando nosso primeiro ativo fora do Brasil. Nós e a ALUSA constituímos a Transchile Charrúa Transmisión S.A., uma SPE criada no Chile e responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Com uma extensão de aproximadamente 127 milhas, a linha de transmissão conecta as subestações de Charrúa e Nueva Temuco na região central do Chile. Iniciamos o projeto em junho de 2005 e a construção começou em abril de 2007. Em 18 de julho de 2007, a Transchile Charrúa Transmisión S.A. celebrou um contrato de financiamento de projetos com o Banco Interamericano de Desenvolvimento, no valor de US$51,0, relativo à linha de transmissão e subestações. A operação comercial iniciou-se em janeiro de 2010.

TAESA: Em 31 de dezembro de 2012, a CEMIG detinha investimentos diretos (controle conjunto) na TAESA, que possui os seguintes ativos:

Companhia	Milhas	Capacidade (kV)	Operação	Contrato de Concessão	Data de Validade da Concessão
TSN- Transmissora Sudeste Nordeste S.A.	664	500kV	Abril/03	097/2000	20/12/2030
	4	230kV			
Munirah-Transmissora de Energia S.A.	66	500kV	Novembro/05	006/2004	18/02/2034
Gtesa- Goiânia Transmissora de Energia	32	230kV	Julho/03	001/2002	21/01/2032
Patesa- Paraíso Açu Transmissora de Energia S.A.	84	230kV	Março/04	087/2002	11/12/2032
Novatrans Energia S.A.	794	500kV	Abril/04	095/2000	20/12/2030

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

ETAU-Empresa de Transmissão Alto Uruguai S.A.	117	230kV	Maio/05	082/2002	18/12/2032
ETEO- Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A.	312	440kV	Outubro/01	040/2000	12/05/2030
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	237	230kV	Agosto/09	003/2008	17/03/2038
NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A.	116	500 kV	Fevereiro/02	002/2002	21/01/2032
	122	230 kV			
ATE Transmissora de Energia S.A.	230	525 kV	Fevereiro/04	003/2004	18/02/2034
ATE II Transmissora de Energia S.A.	585	500 kV	Março/05	011/2005	15/03/2035
ATE III Transmissora de Energia S.A.	214	500 kV	Março/06	001/2006	27/03/2036
	68	230 kV			
STE – Sul Transmissora de Energia S.A	242	230 kV	Dezembro/02	081/2002	19/12/2032
SGTE - São Gotardo Transmissora de Energia S.A.	0	345 kV	previsto para fev/2014	024/2012	08/2042

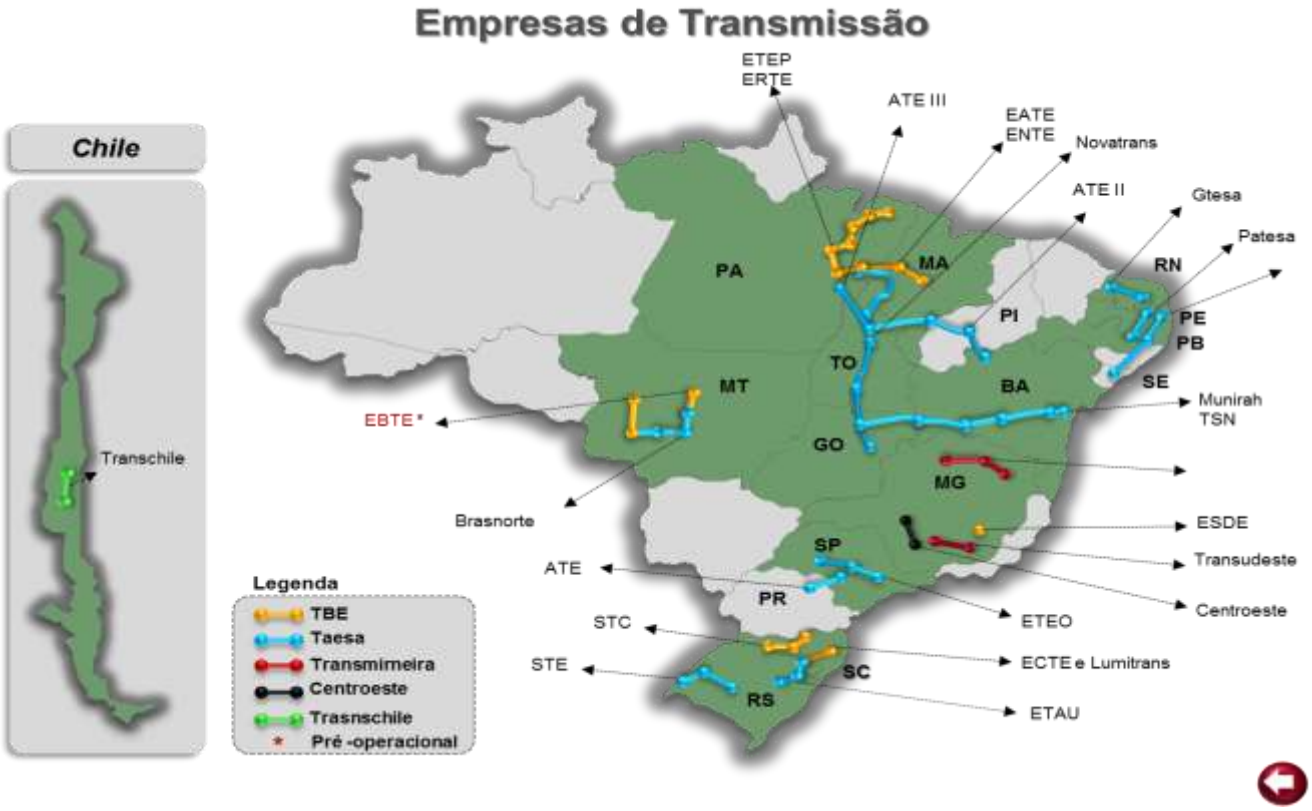
Em 31 de dezembro de 2012, a CEMIG detinha investimentos diretos (controle compartilhado) na EATE, ECTE, ENTE, ERTE, ETEP e EBTE, e investimentos indiretos na STC, Lumitrans e Empresa Santos Dumont de Energia S.A. ("ESDE") conforme demonstrado na tabela abaixo:

Companhia	Conexão	Extensão (Miles)	Capacidade (kV)	Operação	Contrato de Concessão (2)	Data de Validade da Concessão
EATE (1)	Tucuruí (Pará) para Presidente Dutra (Maranhão)	576	500	Março/2003	12 de junho de 2001	12 de junho 2031
ECTE (1)	Campos Novos (Santa Catarina) para Blumenau (Santa Catarina)	157	525	Março/2002	1º de novembro de 2000	1º de novembro de 2030
ENTE (1)	Tucuruí (Pará) para Açailândia (Maranhão)	285	500	Fevereiro/2005	11 de dezembro de 2002	11 de dezembro de 2032
ERTE (1)	Vila do Conde (Pará) para Santa Maria (Pará)	96	230	Setembro/2004	11 de dezembro de 2002	11 de dezembro de 2032
ETEP (1)	Tucuruí (Pará) para Vila do Conde (Pará)	201	500	Agosto/2002	12 de junho de 2001	12 junho 2031
Lumitrans (1)	Machadinho – Campos Novos	24,8	525	Outubro/2007	18 de fevereiro de 2004	18 fevereiro de 2034
STC (1)	Barra Grande – Lajes- Rio do Sul	114,3	230	Novembro/2007	27 de abril de 2006	27 de abril de 2036
EBTE	Brasnorte-Juba Brasnorte-Parecis Brasnorte Juína, Nova Mutum-Sorriso Sorriso- Sinop	486	230	Junho/2011	16 de outubro de 2008	16 de outubro de 2038
ESDE	LT Barbacena 2- Santos Dumont LT Santos Dumont- Juiz de Fora I	1,8	345	Início das operações previsto para fevereiro de 2013	19 de novembro 2009	19 de novembro de 2039

(1) A operação e manutenção das linhas de transmissão da EATE, ENTE e ERTE são de responsabilidade da Eletronorte-Centrais Elétrica do Norte do Brasil S.A., ou Eletronorte, as da ECTE de responsabilidade da Celesc e da Eletrosul, as da STC são de responsabilidade da Celesc e as da Lumitrans são de responsabilidade da Eletrosul.

(2) Direito adquirido para operação comercial de serviços públicos de transmissão de energia elétrica por 30 anos, renovável por igual período.

O gráfico abaixo apresenta os ativos de transmissão da CEMIG:



Expansão da Capacidade de Transmissão

Empresa de Transmissão Serrana S.A. – Uma sociedade de propósito específico criada em Janeiro de 2012 pela ECTE, uma sociedade controlada em conjunto pela CEMIG (19,09% de participação), Alupar Investimento S.A. (42,51% de participação), Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (30,89% de participação) e MDU Resources Luxembourg II LLC, S.à.r. l.. (7,51% de participação), para construir e operar as subestações Abdon Batista, com tensão nominal de 525/230 kV e uma capacidade de transformação projetada de 1.568 MVA, e Gaspar 2, com tensão nominal de 230/138 kV e capacidade de transformação projetada de 300 MVA, ambas no estado de Santa Catarina. A ECTE ganhou a concessão licitada pela Aneel (Leilão 006/2011). A subestação tem como objetivo ligar as usinas Garibaldi e São Roque ao Sistema Integrado Nacional (SIN), e ampliar a oferta de energia elétrica na região do Vale do Itajaí. As obras devem estar concluídas até maio de 2014.

Empresa Santos Dumont de Energia S.A. – Sociedade de propósito específico criada em novembro de 2009 pela ETEP, companhia de controle conjunto de propriedade da CEMIG (49.98% de participação) e Alupar Investimento S.A. (50.01% de participação), com o objetivo de construir e operar as subestações Santos Dumont 2, com tensão nominal de 345/138 kV e capacidade de transformação estimada de 375 MVA, e Satatic Var Compensator ("SVC") de -88/+100 MVAr, ambas no Estado de Minas Gerais. A ESDE venceu a concessão da Aneel (Leilão 001/2009).

São Gotardo Transmissora de Energia S.A. – Em junho 2012, durante o leilão 005/2012 da Aneel, a TAESA recebeu a concessão do Lote E para a construção, operação e manutenção da subestação de São Gotardo 2 345/138 kV 300 MVA, localizada em Minas Gerais, por um RAP de R$3,8 milhões.

Distribuição e Compra de Energia Elétrica

Visão Geral

Nossas operações de distribuição consistem em transferências de energia elétrica de subestações de distribuição a consumidores finais. Nossa rede de distribuição é composta de ampla rede de distribuição aérea e subterrânea e subestações com tensões inferiores a 230 kV. Fornecemos energia elétrica a pequenos consumidores industriais nos valores mais elevados da faixa de tensão e a consumidores residenciais e comerciais nos valores mais baixos da faixa.

De 1º de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2012, investimos aproximadamente R$1.446 milhões na construção e aquisição de ativos imobilizados utilizados na ampliação de nosso sistema de distribuição.

As tabelas a seguir fornecem determinadas informações operacionais relativas a nosso sistema de distribuição nas datas indicadas:

	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Alta Tensão (de subestações de distribuição a consumidores finais)* Em 31 de dezembro de		
Tensão da Rede de Distribuição	**2012**	**2011**	**2010**
161 kV	34,2	34,2	34,2
138 kV	7.158,5	7.073,3	7.012,8
69 kV	3.059,9	3.009,9	2.980,7
34.5 kV + Outras	593,4	593,4	593,4
Total	10.710,8	10.710,8	10.621,1

	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Média e Baixa Tensões (de subestações de distribuição a consumidores finais)* Em 31 de dezembro de		
Tensão da Rede de Distribuição	**2012**	**2011**	**2010**
Redes de distribuição urbanas aéreas	58.109,26	56.931,3	56.406,7
Redes de distribuição urbanas subterrâneas	426,97	426,9	426,9
Redes de distribuição rurais aéreas	239.381,83	234.785,0	225.227,8
Total	297.864,46	292.143,2	282.061,4

	Capacidade de Transformação Abaixadora (1) de Subestações de Distribuição* Em 31 de dezembro de		
	2012	**2011**	**2010**
Número de subestações	370	366	364
MVA	9.178,0	8.623,5	8.427,0

(1) A capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.

Expansão da Capacidade de Distribuição

Nosso plano de expansão de distribuição para os próximos cinco anos baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Para os próximos cinco anos, segundo nossas previsões, haverá um aumento de, aproximadamente, 1,22 milhão novos consumidores urbanos e 45.000 consumidores rurais. Para fazer face a este crescimento, segundo prevemos, temos de acrescentar mais 159.562 postes de rede de distribuição de média tensão, 736 milhas de linhas de transmissão e 14 subestações abaixadoras, adicionando 656 MVA à nossa rede de distribuição, aumentando a capacidade instalada da rede para 1.258 MVA, incluindo reforços. As estimativas de investimentos mencionadas acima para o período de cinco anos de 2013 a 2017 apresentadas abaixo, foram feitas com base na nossa disponibilidade de orçamento, porém nosso orçamento futuro se encontra em processo de aprovação pelo nosso Comitê de Priorização do Orçamento, que considera as mudanças estruturais ocorridas como resultado das recentes alterações no setor de energia. Projetos em andamento para desenvolvimento de nossa capacidade de distribuição incluem os seguintes:

Cresce Minas – O projeto Cresce Minas foi lançado em 2007 para revitalizar e expandir o sistema de distribuição na região norte do Estado de Minas Gerais, melhorando a confiabilidade do sistema e aumentando a qualidade do serviço para os consumidores. Espera-se que o projeto beneficie aproximadamente 340 municípios (41% do total) do Estado de Minas Gerais, englobando uma população total de aproximadamente 4,1 milhões, dos quais aproximadamente 1,1 milhão são consumidores. Em 2012, a Cemig investiu R$9 milhões exclusivamente para fortalecer o sistema de distribuição de média-tensão, de um total de R$270 milhões estimado. A Cemig também investiu R$56 milhões em 2012 para fortalecer a rede de subtransmissão, de um total estimado de R$480 milhões. O projeto foi concluído em 2012, e o valor adicional investido totalizou R$750 milhões, conforme estimado.

Aquisição de Energia Elétrica

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, compramos 8.421,503 GWh de energia elétrica de Itaipu, representando aproximadamente 27,3% da energia elétrica por nós vendida a consumidores finais e 667,23 GWh (2,2%) da energia elétrica do Proinfa. Além da energia elétrica adquirida de Itaipu e Proinfa, temos basicamente dois outros tipos de

fornecimento: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram aproximadamente 64,7% da energia elétrica adquirida para revenda durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, e (ii) contratos de compra e venda de energia de longo prazo, celebrados anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico, que representaram aproximadamente 5,8% da energia elétrica adquirida em 2012.

Itaipu — Itaipu é uma das maiores usinas hidrelétricas em operação do mundo, com capacidade instalada de 14.000 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, *holding* controlada pelo Governo Federal, detém participação de 50% na usina de Itaipu, ao passo que os restantes 50% são detidos pelo governo do Paraguai. Nos termos do tratado de 1973 celebrado com o Paraguai, o Brasil tem a opção de comprar a totalidade da energia elétrica gerada por Itaipu que não for consumida pelo Paraguai. Geralmente o Brasil compra mais de 95% da energia elétrica gerada por Itaipu.

Somos uma das companhias de distribuição de energia elétrica que operam nas regiões sul, sudeste e centro-oeste do Brasil obrigadas a comprar, em conjunto, a totalidade da energia elétrica gerada por Itaipu que cabe ao Brasil, de acordo com a Lei 5.899/1973. O Governo Federal aloca a parcela do Brasil de energia elétrica de Itaipu entre as referidas companhias elétricas em montantes proporcionais à sua respectiva participação de mercado nas vendas de energia elétrica totais. A Aneel expediu a Resolução N° 1240/2011 que exigiu que a Cemig Distribuição e a Light Serviços de Eletricidade S.A. comprassem 13,31% e 8,46%, respectivamente, da totalidade do volume de energia elétrica comprada pelo Brasil de Itaipu em 2012, a tarifas fixadas de forma a custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos de principal e juros sobre os empréstimos denominados em dólares de Itaipu, bem como o custo em reais de transmissão dessa energia ao sistema elétrico interligado. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de energia elétrica de grandes volumes, sendo calculadas em dólares dos Estados Unidos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar dos Estados Unidos/real afetarão o custo, em termos reais, da energia elétrica que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa energia elétrica cobrando dos consumidores tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao consumidor final mediante aprovação da Aneel. Assim como a Cemig Distribuição S.A., a Light opera no Sistema Interligado Nacional nas regiões Sudeste e Centro-oeste, compartilhando, desse modo, a obrigação de comprar energia de Itaipu.

Desde 2007, a Aneel publica no final de cada exercício o volume de energia a ser comprada de Itaipu por cada uma das distribuidoras de energia elétrica para o exercício seguinte, como orientação para os cinco exercícios subsequentes. Com base nisto, as empresas de distribuição podem estimar antecipadamente as suas necessidades de energia remanescentes para os próximos leilões públicos de energia.

Contratos Provenientes dos Leilões — Adquirimos energia elétrica por meio de leilões públicos na CCEE. Esses contratos foram formalizados entre a CEMIG e os diversos vendedores de acordo com os termos e condições estabelecidos nos editais dos leilões. A tabela a seguir demonstra as quantidades de energia elétrica adquiridas, tarifas médias originais e preços, relativos aos CCEARs resultantes da energia elétrica adquirida pela CEMIG. Veja a seção "— O Setor Elétrico Brasileiro" para maiores informações sobre a CCEE e o CCEAR.

Tarifa média (R$/MWh)	Energia elétrica contratada (MW — média por ano)	Período do contrato
57,51	530,17	2005 a 2012
67,33	919,14	2006 a 2013
83,13	105,47	2008 a 2015
79,99	18,15	2012 a 2014
106,95	4,47	2008 a 2037
132,27	35,31	2008 a 2022
114,2	3,16	2009 a 2038
126,77	60,41	2009 a 2038
129,26	40,36	2009 a 2023
132,39	31,02	2009 a 2023
115,05	91,77	2010 a 2039
134,99	20,12	2010 a 2039
121,81	88,98	2010 a 2024
138,85	61,23	2010 a 2024
134,67	431,17	2010 a 2024
120,86	24,71	2011 a 2040
137,44	23,24	2011 a 2025
128,42	63,89	2011 a 2025
129,14	56,57	2012 a 2041
128,37	126,34	2012 a 2026
78,87	122,83	2012 a 2041
77,97	457,75	2015 a 2044
102,00	52,76	2014 a 2044
80,10	336,40	2014 a 2033
99,48	46,80	2015 a 2044
67,31	136,73	2015 a 2044

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

A Cemig Geração e Transmissão participou no Leilão A-1 patrocinado pela Aneel em 2011, representando a negociação de 85 MW médios por ano, com tarifa de R$80,00/MWh.

A estratégia operacional da Cemig Geração e Transmissão em leilões de energia no ACR é baseada nas premissas estabelecidas por sua administração tais como curva aprovada de preços futuros e a estrutura de equilíbrio de energia, que define a disponibilidade a ser direcionada a agentes neste mercado, buscando maximizar a receita e o lucro líquido, ao mesmo tempo em que minimiza a volatilidade do fluxo de caixa operacional.

Contratos Bilaterais ─ A Cemig Distribuição celebrou contratos bilaterais com vários fornecedores anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004. Tais contratos são válidos de acordo com os termos e condições originalmente pactuados, não podendo ser renovados. Durante o ano encerrado em 31 de dezembro de 2012, a Cemig Distribuição adquiriu 1.803,346 GWh em relação a estes contratos, o que representou 5,8% da energia elétrica total comprada pela Cemig Distribuição durante 2012.

Outras Atividades

Distribuição de Gás Natural

A Gasmig foi constituída em Minas Gerais, Brasil, no ano de 1986 com a finalidade de desenvolver e implementar a distribuição de gás natural em Minas Gerais. A CEMIG detém participação de aproximadamente 60% na Gasmig enquanto a Petrobras, por meio de sua subsidiária Gaspetro – Petrobras Gás S.A. detém 40% da Gasmig. A participação remanescente é detida pelo governo da cidade de Belo Horizonte. Em julho de 1995, o Governo do Estado de Minas Gerais outorgou à Gasmig uma concessão exclusiva de 30 anos (contada a partir de janeiro de 1993), para a distribuição de gás natural abrangendo todo o Estado de Minas Gerais e os respectivos consumidores desse Estado. Os esforços de marketing da Gasmig concentram-se em sua capacidade de fornecer uma alternativa, mais eficiente economicamente e não agressora do meio ambiente, ao petróleo, gás liquefeito de petróleo, ou GLP, e madeira. Em 2012, a Gasmig forneceu aproximadamente 3.6 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia a 313 consumidores de trinta cidades: 111 indústrias de grande e médio porte, 106 usinas industriais de pequeno porte e consumidores comerciais, 86 postos distribuidores de gás natural para veículos, ou GNV, no varejo, 2 termelétricas, e 8 distribuidoras de gás natural comprimido, ou GNC. Além disso, 40 unidades residenciais foram conectadas ao sistema de gás, estando prontas para uso. Em 2012, a Gasmig distribuiu aproximadamente 6,3% de todo o gás natural distribuído no Brasil.

A Gaspetro adquiriu sua participação acionária de 40% na Gasmig nos termos de um Acordo de Associação datado de 25 de agosto de 2004, entre a CEMIG, a Gasmig, a Gaspetro e a Petrobras. Nos termos do Acordo de Associação, a Petrobras comprometeu-se a efetuar investimentos para expansão da capacidade dos atuais gasodutos conectados à rede de distribuição da Gasmig e para construir novos gasodutos, tendo a CEMIG e a Gaspetro se comprometido a custear o plano de investimentos da Gasmig para expansão de sua rede de distribuição.

A operação foi implementada em 15 de dezembro de 2004, quando a Petrobras, por intermédio de suas subsidiárias Gaspetro e TSS, concluiu a aquisição de participação societária de 40% na Gasmig. Em 26 de julho de 2006, a TSS foi incorporada pela Gasmig. Como condição para tal investimento, a Petrobras e a CEMIG celebraram um Acordo de Acionistas por meio do qual a CEMIG, a Petrobras e suas subsidiárias passaram a compartilhar a administração da Gasmig. Em 15 de dezembro de 2004, a GASMIG celebrou um contrato de fornecimento adicional com a Petrobras que garante um aumento gradual de fornecimento de até 5,1 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, durante um período de 20 anos, além dos 3,5 milhões de metros cúbicos por dia já previamente contratados. Este contrato de fornecimento adicional destina-se ao fornecimento de gás natural para as regiões do Vale do Aço em Minas Gerias e do sul de Minas Gerais, e também para a expansão do serviço para as regiões da Grande Belo Horizonte, a Zona da Mata (no sudeste de Minas Gerais) e Campos das Vertentes (região histórica), nos mercados industrial, comercial, automobilístico e residencial. O Contrato de Suprimento Adicional, ou CSA, tem prazo de 20 anos, sendo que iniciamos o fornecimento comercial relativo ao contrato em maio de 2010. Nos termos deste contrato, o preço é determinado com base na cesta de preços do petróleo no mercado internacional. Nossa associação com a Petrobras expandiu a capacidade de distribuição da Gasmig e a partir de maio de 2010 a dezembro de 2012, a venda de gás natural da Gasmig aumentou aproximadamente 47%. Prevemos que os investimentos de capital da Gasmig para 2013 serão utilizados principalmente para expansão de nossa rede de distribuição e crescimento da GNC e no segmento residencial. A Gasmig já concluiu a ampliação necessária para atender as regiões do Vale do Aço e a região sul do Estado de Minas Gerais.

Nossa relação com a Petrobras é regida por dois contratos de longo prazo, que expiram em 2020 e 2030. O preço cobrado pela Gasmig de seus consumidores é baseado no preço cobrado pela Petrobras, acrescido de uma margem. Portanto, todos os aumentos de custos na compra de gás natural da Gasmig são repassados a seus consumidores por meio de aumentos de tarifas.

Muitas indústrias intensivas em termos de energia, tais como cimento, siderurgia, ferro-ligas e metalurgia, operam significativamente em Minas Gerais. Estimamos que a demanda total de gás natural em Minas Gerais chegará a aproximadamente 3,8 milhões de metros cúbicos de gás por dia até 2013. A principal estratégia da Gasmig é a expansão de sua rede de distribuição de forma a cobrir a parcela da demanda ainda não atendida. A Gasmig dedica-se ao desenvolvimento de novos projetos de ampliação de seu sistema de distribuição de gás natural para atender consumidores de outras áreas de Minas Gerais,

principalmente áreas densamente industrializadas. Em 2006, a Gasmig começou a fornecer gás para três companhias industriais na região do Vale do Aço, em Minas Gerais, concluindo, desta maneira, a primeira fase do serviço para aquela região do Estado de Minas Gerais. O volume médio de gás natural distribuído na primeira fase foi de, aproximadamente, 200.000 metros cúbicos por dia. A segunda fase, iniciada em 2009, foi concluída em 2010, acrescentando 155 milhas às redes da Gasmig, e aproximadamente 1.000.000 m^3 por dia ao mercado da Gasmig em 2012.

Em 2012, a Gasmig investiu aproximadamente R$41,7 milhões na expansão de sua rede de gasodutos com o fim de atender mais consumidores no Estado de Minas Gerais. Os recursos para financiar a expansão vieram principalmente de seu próprio fluxo de caixa e de empréstimos do BNDES. A capacidade do gasoduto que transporta gás natural da bacia petrolífera de Campos (Estado do Rio de Janeiro, Brasil) foi aumentada em 2010 através de uma expansão realizada pela Petrobras.

Exploração e Produção de Petróleo Cru e Gás Natural

Em 18 de dezembro de 2008, a CEMIG e seus sócios, Companhia de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais – Codemig ("Codemig"), Imetame Energia S.A. ("Imetame", denominada anteriormente de Comp Exploração e Produção de Petróleo e Gás S.A.), Sipet Agropastoril Ltda. ("Sipet") e Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda. ("Orteng") participou da 10ª Rodada de Leilões do Brasil realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ou ANP, e celebraram contratos de concessão referentes a quatro blocos de exploração na Bacia do São Francisco, um bloco na Bacia Potiguar, e um bloco na Bacia do Recôncavo. Em 30 de junho de 2009, o consócio formado pela CEMIG, Codemig, Imetame, Sipet, e Orteng celebrou contratos de concessão referentes aos três blocos. A participação da CEMIG e Codemig é de 24,5% cada uma. A participação total da Imetame, Sipet e Orteng é de 51%, mas a participação individual dessas três sociedades varia dependendo de cada bloco. Em 07 de julho de 2010, a CEMIG, Codemig e Imetame formaram três consórcios responsáveis pelos contratos de concessão relativos a outros três blocos. Os três consórcios têm a mesma composição: CEMIG – 24,5%, Codemig – 24,5% e Imetame – 51%. Esses consórcios celebraram contratos de concessão a respeito desses três blocos em 7 de outubro de 2011. O investimento estimado da CEMIG não deverá exceder R$30 milhões na fase de exploração.

Telecomunicações, Internet e Televisão a Cabo

Em 13 de janeiro de 1999, a Cemig Telecomunicações S.A, ou Cemig Telecomunicações, foi constituída em Minas Gerais, Brasil, sob a forma de uma *joint-venture* com a AES Força Empreendimentos Ltda., integrante do grupo AES Corporation. Atualmente, detemos 99,9% de participação no capital da Cemig Telecomunicações.

A Cemig Telecomunicações iniciou suas operações comerciais em janeiro de 2001. Os principais serviços de telecomunicações fornecidos pela Cemig Telecomunicações por meio de sua rede são o transporte e acesso de sinal, ambos para aplicações ponto a ponto e ponto a multiponto, prestados principalmente a operadoras de telecomunicações e provedores de serviços de Internet com base em canal exclusivo. A Cemig Telecomunicações também está ampliando seus serviços de Internet de banda larga.

A Cemig Telecomunicações presta serviço de rede de televisão a cabo em 12 cidades de Minas Gerais, de acordo com contrato de prestação de serviços de 15 anos, cujo término ocorrerá em 31 de dezembro de 2015, celebrado com a WAY TV Belo Horizonte, ou OITV, e a Brasil Telecomunicações, cada qual detentora de concessões para prestação de serviços de televisão a cabo e Internet em determinadas cidades de Minas Gerais, por meio do qual a Cemig Telecomunicações permite a estas companhias utilizar sua infraestrutura de rede. Em contrapartida, a Brasil Telecomunicações está obrigada a entregar à Cemig Telecomunicações S.A. porcentagem da receita proveniente de seus assinantes de televisão a cabo e da Internet e a OITV realiza pagamento por cada quilômetro de rede utilizada por ela.

A Cemig Telecomunicações também nos presta serviços de transmissão de dados intraempresa de acordo com contrato de cinco anos assinado em 2001 e renovado em outubro de 2007. Utilizamos esse serviço para comunicações internas, assim como para certas comunicações com nossos clientes.

No dia 30 de junho de 2010, o Conselho de Administração da Cemig Telecomunicações aprovou a celebração de um contrato de compra e venda de ações para a aquisição pela Cemig Telecomunicações de 49% das ações ordinárias emitidas pela Ativas Data Center S.A, ou Ativas. A Ativas presta serviços de infraestrutura referentes à Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), incluindo hospedagem, colocação, armazenamento e *backup* de sites de base de dados, serviços profissionais, segurança e disponibilidade da informação.

Em setembro de 2010, a Cemig Telecomunicações celebrou um contrato com a Algar Telecom para prestar serviços na GPON (*Gigabit Passive Optical Network*). O Projeto GPON consiste de um serviço *Triple Play* (Dados, Voz e Vídeo), a ser oferecido primeiro para condomínios na Região Metropolitana de Belo Horizonte, por meio de uma rede de banda ultra-alta FTTH (*Fiber To The Home*) utilizando tecnologia GPON. Essa tecnologia oferece enorme capacidade de transmissão de dados, instalação simples e de baixo custo e manutenção.

Serviços de Consultoria e Outros Serviços

Prestamos serviços de consultoria aos governos e companhias de utilidade pública do setor elétrico com a finalidade de auferir receitas adicionais a partir da tecnologia e *expertise* por nós desenvolvidas por meio de nossas operações. No decorrer dos últimos dez anos, prestamos esse tipo de serviço a órgãos e companhias governamentais em dez países, entre eles Canadá, Paraguai, Honduras, El Salvador, e ao governo do Panamá.

Em 2012 a Efficientia concluiu a implantação de 7 projetos de eficiência energética sob sua gestão, nos setores industrial, comercial e de serviços nas áreas de força motriz, ar comprimido e iluminação. A economia de energia gerada por estes projetos totalizou 20.271,71 MWh/ano. Foi investindo um total de R$ 5.39 milhões implantação destes projetos e a Efficientia, registrou um faturamento de R$ 13 milhões, e um lucro líquido de R$ 7,2 milhões nesse período, um incremento de 18,8% em relação ao ano anterior. O orçamento da empresa para o período de 2013-2015 prevê investimentos médios anuais de R$ 40 milhões em projetos desta natureza.

Venda e comercialização de energia elétrica

Oferecemos serviços relacionados com a venda e comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, tais como avaliação de cenários, representação dos consumidores na CCEE, estruturação e intermediação de operações de compra e venda de energia elétrica, consultoria e serviços de consultoria, além dos serviços relacionados com a compra e venda de energia no mercado livre através de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A. e Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.

Perdas de Energia

Reconhecemos as perdas de energia em conexão com as nossas operações na rede básica nacional, que é operada pela ONS, denominada Rede Básica. Essas perdas de energia são divididas em perdas "técnicas" e "não técnicas".

Segundo a tabela do Balanço de Energia Elétrica da Cemig, o total de perdas de energia da Cemig em 2012 foi de 6.317 GWh, um aumento de 10,6% em relação a 2011 (5.712 GWh). A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) atribuiu à Cemig Distribuição 418 GWh de perdas na rede básica nacional em 2012. As demais perdas de energia, 5.899 GWh, incluem perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição local.

As perdas totais de energia da Light Serviços de Eletricidade S.A. em 2012 foram de 8.584 GWh, em comparação com 7.582 GWh em 2011, representando 23,6% do total de energia que passou através do sistema de distribuição local, incluindo perdas técnicas e não técnicas. As perdas não técnicas totalizaram 6.007 GWh, equivalentes a 45,4% de energia faturada no mercado de baixa tensão (critério utilizado pela Aneel), ou 16,5% da carga da rede básica nacional. Além dessas perdas no ano de 2012, 530,1 GWh foram relacionados a perdas na rede básica nacional atribuídas à Light Serviços de Eletricidade pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

As perdas técnicas respondem por aproximadamente 81,3% das perdas de energia da Cemig Distribuição e 6,9% da Light no sistema de distribuição local em 2012. Essas perdas são o resultado inevitável do processo de transformação do nível de tensão e transporte de energia elétrica. Procuramos minimizar perdas técnicas por meio da realização de avaliações rigorosas e regulares da qualidade de nossa distribuição de energia elétrica e de nossas instalações. Nosso sistema de transmissão e distribuição são rotineiramente atualizados e ampliados visando a manter padrões de qualidade e credibilidade, reduzindo, consequentemente, as perdas técnicas. Ademais, operamos nosso sistema de transmissão e distribuição em certos níveis específicos de tensão a fim de minimizar perdas.

As perdas técnicas não são comparáveis. Trechos mais longos de distribuição (por exemplo, área rural) naturalmente têm as perdas técnicas maiores.

As perdas não técnicas responderam pelos, aproximadamente, 18,7% restantes das perdas de energia da Cemig Distribuição e 16,7% da Light em 2012 no sistema de distribuição, sendo ocasionados por fraude, conexões ilegais, erros de medição e defeitos do medidor. A fim de minimizar as perdas não técnicas, regularmente tomamos medidas preventivas, inclusive: inspeção dos medidores e conexões dos consumidores, modernização dos sistemas de medição, treinamento do pessoal responsável pela leitura dos medidores, padronização dos procedimentos de instalação e inspeção dos medidores, instalação de medidores com garantias de controle de qualidade, atualização do banco de dados dos consumidores e desenvolvimento de rede de distribuição protegida contra roubo. Ademais, desenvolvemos um sistema integrado projetado para auxiliar na detecção e medição de perdas controláveis em todas as partes de nosso sistema de distribuição.

As perdas não técnicas são parcialmente comparáveis entre companhias de energia, uma vez que indicam as ineficiências do setor e as complexidades sociais na área de concessão. No final de 2012, os indicadores que medem a qualidade no

fornecimento pela Cemig Distribuição, DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, em horas por ano, e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor foram de 14,73 e 7,03, respectivamente, em comparação com 14,32 e 7,01 em 2011. Ao final de 2012, o DEC e o FEC da Light foram de 18,15 e 8,39, respectivamente, em comparação com 16,73 e 7,76 em 2011.

Clientes e Faturamento

Base de Clientes

A Cemig comercializa energia no mercado em que atua através das suas subsidiárias, Cemig Geração e Transmissão, Hidrelétrica de Cachoeirão, Hidrelétrica de Pipoca, Cemig Baguari Energia, Centrais Eólicas Praias de Parajuru, Praia do Morgado e Volta do Rio e suas afiliadas (Horizontes Energia, Termelétrica Ipatinga, Sá Carvalho, Termelétrica de Barreiro, Cemig PCH, Rosal Energia, Cemig Capim Branco Energia), e (ii) as sociedades Light, Light Serviços Elétricos, Energia e Light Lightger.

Este mercado consiste na venda de energia para consumidores cativos nas áreas de concessão nos estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro e fora desses estados, na comercialização de energia elétrica a outros agentes de energia no ACR - Ambiente de Contratação Regulada e aos Consumidores Livres no ACL - Ambiente de Contratação Livre, as vendas no PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica e CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Nós vendemos um total de 63.350 GWh de energia elétrica em 2012, um aumento de 1,6% em relação a 2011. As vendas de energia elétrica para consumidores finais em 2012 totalizaram 46.216 MWh, um aumento de 2,1% sobre 2011, devido à expansão nos segmentos de consumidores residenciais, comerciais/serviços e rurais.

A energia elétrica fornecida aos consumidores cativos foi de 24.634 GWh, um aumento de 1,5% sobre 2011, e a energia vendida no mercado livre totalizou 21.582 GWh, um aumento de 2,7% sobre 2011.

As vendas de energia elétrica para outros agentes do setor no Mercado de Contratação Regulada e no Mercado de Contratação Livre (comercializadoras e geradoras) totalizaram 13.368 GWh em 2012, equivalente a uma redução de 7,1% comparado a 2011, devido a: (i) aumento nas vendas para o Mercado de Contratação Regulada de 1,8% devido especialmente ao início do contrato de "energia nova" em 2012; e (II) a redução das vendas no Mercado de Contratação Livre de 28,3%.

Contratos de energia nova são resultantes dos leilões de energia nova promovidos pelo MME. Esses leilões de energia nova são destinados a novos empreendimentos de geração, que ainda não entraram em operação comercial, e devem promover o acréscimo de capacidade instalada para o sistema. O contrato de venda de energia nova da CEMIG GT que teve início em 2012 se refere a usina hidrelétrica de Funil-Grande, que apesar de ter entrado em operação comercial alguns anos antes, foi habilitada pelo MME para participar dos leilões de energia nova.

A redução nas vendas para outros agentes do Mercado de Contratação Livre foi resultado da estratégia comercial da Cemig Geração e Transmissão, que priorizou a prestação de serviços a consumidores finais (Consumidores Livres e consumidores incentivados), com sua participação no Mercado Regulado e no Mercado de Contratação Livre basicamente condicionada pela disponibilidade de fornecimento pela Cemig.

Consumidores incentivados são uma classe de consumidores livre que possuem demanda de energia entre 500 e 3.000 kW. Esses consumidores podem comprar energia de fontes alternativas (pequenas centrais hidrelétricas, usinas a biomassa e usinas eólicas) que possuem desconto nas tarifas de uso da rede elétrica das empresas distribuidoras. Ao comprar energia de empreendimentos de fontes alternativas, esses consumidores também recebem o mesmo benefício de desconto nas tarifas de uso do sistema.

As vendas de energia elétrica na CCEE em 2012 foram de 3.639 GWh, uma redução de 21,0% em relação ao ano de 2011, principalmente em função de menor disponibilidade de energia secundaria em 2012, em relação a 2011.

As vendas de energia elétrica no PROINFA de 2012 foram de 127 GWh, um aumento de 5,0% em relação ao ano de 2011, principalmente em função da quantidade de vento significativamente superior aos níveis verificados em 2011, acima inclusive das projeções para o projeto.

As vendas de energia elétrica encontram-se detalhadas na tabela abaixo, dividida entre a energia vendida em cada mercado no qual a Cemig operou nos anos de 2011 e 2012.

Vendas em GWh	2012		2011		Variação, %
	GWh	%	GWh	%	2011–2012
Cemig consolidada (1)	63.350	100,0	64.402	100,0	(1,6)
Vendas a consumidores finais	46.216	73,0	45.283	70,3	2,1
Residenciais	8.871	14,0	8.548	13,3	3,8
Industriais	25.473	40,2	25.581	39,7	(0,4)
Consumidores cativos	4.174	6,6	4.719	7,3	(11,5)
Consumidores livres	21.298	33,6	20.862	32,4	2,1
Comerciais	5.723	9,0	5.340	8,3	7,2
Consumidores cativos	5.438	8,6	5.181	8,0	5,0
Consumidores livres	284	0,4	159	0,2	78,2
Rurais	2.857	4,5	2.633	4,1	8,5
Outras categorias	3.293	5,2	3.182	4,9	3,5
Vendas no atacado	13.368	21,1	14.393	22,3	(7,1)
Mercado regulado - contratos CCEAR	10.329	16,3	10.151	15,8	1,8
Contratos livres e "bilaterais"	3.039	4,8	4.242	6,5	(28,3)
Vendas no âmbito do Proinfa	127	0,2	121	0,2	5,0
Vendas na CCEE	3.639	5,7	4.605	7,1	(21,0)

(1) Vendas Consolidadas da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão.

A Light vendeu um total de 5.373 GWh em 2012, um aumento de 2,7% comparado a 2011. A energia elétrica fornecida a consumidores cativos totalizou 4.103 GWh, uma redução de 2% comparado a 2011, enquanto a eletricidade vendida para Consumidores Livres somou 746,6 GWh, uma redução de 20,5% comparado a 2011.

O consumo de energia total da área de concessão da Light SESA (incluindo ambos consumidores e transporte à Clientes Livres) totalizou 23.384 GWh em 2012, um aumento de 2,0% em 2011. Considerando-se o consumo dos Consumidores Livres CSN e CSA (sendo o CSA apenas no primeiro trimestre de 2011), o consumo total teria sido de 25.003 GWh em 2012, comparado a 24.658 GWh em 2011.

As vendas da Light SESA estão detalhadas na tabela abaixo, discriminadas por energia vendida para cada mercado em que o grupo operou nos exercícios de 2011 e 2012.

Número de Clientes	Dezembro de 2012		Dezembro de 2011		Variação %
	GWh	%	GWh	%	2011–2012
Light SESA	20.054	100,0	19.877	100,0	0,9
Residenciais	8.149	40,6	8.418	42,4	(3,2)
Industriais	1.528	7,6	1.731	8,7	(11,7)
Comerciais	6.856	34,2	6.310	31,7	8,7
Rurais	53	0,3	53	0,3	0,0
Outras Categorias	3.468	17,3	3.365	16,9	3,1

O número de clientes faturados no Grupo CEMIG atingiu 7.535 milhões em dezembro de 2012, um aumento de 2.7% em relação a dezembro de 2011.

Em 2012, através da expansão do nosso sistema de transmissão e distribuição, a Cemig Geração e Transmissão teve um acréscimo de 87 Consumidores Livres e a Cemig Distribuição faturou 198.753 novos consumidores finais, o que representa um aumento de 2.71% em relação a 2011. Entretanto, a Light SESA registrou uma redução de 98 mil Consumidores Finais representando um decréscimo de 2,4% em relação a 2011. Este resultado é devido à mudança de política da Light em relação aos clientes com longo prazo de inadimplência, rescindindo seus contratos, em conformidade com a Resolução 414 da ANEEL.

O número de clientes registrados pela Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão está detalhado na tabela abaixo, discriminado por energia vendida para cada mercado em que o grupo operou nos exercícios de 2011 e 2012.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Número de clientes*	Dezembro de 2012		Dezembro de 2011		Variação, %
	Clientes	%	Clientes	%	2011-2012
Cemig consolidada (1)	7,535,180	100.0	7,336,343	100.0	2.7
Fornecimento no varejo	7,535,124	100.0	7,336,284	100.0	2.7
Residenciais	6,032,910	80.1	5,862,612	69.9	2.9
Industriais	77,455	1.0	77,230	1.0	0.3
Consumidores cativos	77,170	1.0	77,002	1.0	0.2
Consumidores livres	285	0.0	228	0.0	25.0
Comerciais	690,692	9.2	670,102	9.1	3.1
Consumidores cativos	690,627	9.2	670,067	9.1	3.1
Consumidores livres	65	0.0	35	0.0	85.7
Rurais	660,138	8.8	653,657	8.9	1.0
Outras categorias	73,929	1.0	72,683	1.0	1.7
Vendas no atacado	56	0.0	59	0.0	(5.1)
Mercado regulado - contratos CCEAR	36	0.0	35	0.0	2.9
Contratos livres e "bilaterais"	20	0.0	24	0.0	(16.7)

(1) Número de clientes consolidado da Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão.

O número de clientes da Light SESA está detalhado na tabela abaixo, discriminado por energia vendida para cada mercado em que o grupo operou nos exercícios de 2011 e 2012.

Número de Clientes	Dezembro de 2012		Dezembro de 2011		Variação %
	Clientes	%	Clientes	%	2011–2012
Light SESA	4.030.124	100,0	4.128.295	100,0	(2,4)
Residenciais	3.683.953	91,4	3.814.841	92,4	(3,4)
Industriais	10.277	0,3	10.992	0,3	(6,5)
Comerciais	310.417	7,7	277.671	6,7	11,8
Rurais	11.448	0,3	11.361	0,3	0,8
Outras categorias	14.029	0,3	13.430	0,3	4,5

A tabela seguinte apresenta os nomes e os respectivos segmentos dos dez maiores clientes industriais da Cemig em 2012 em termos de receita, os quais representaram 10,4% da receita total anual:

Dez maiores consumidores industriais da Cemig	Segmento
Usiminas	Aço
White Martins	Produtos Químicos
Arcelor Mittal Brasil S.A.	Aço
Fiat S.A.	Transporte
Vale S.A.	Mineração
Samarco Mineração S.A.	Mineração
Kinross Brasil Mineração S.A.	Mineração
Grupo Gerdau	Aço
Votorantim Metais Zinco S.A.	Mineração
Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração	Ferroligas

A tabela a seguir apresenta o volume de vendas de energia elétrica industrial por tipo de cliente industrial em 31 de dezembro de 2012:

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Consumidores industriais	**Energia vendida Volume em GWh**	**Consumo como uma porcentagem da energia industrial total Vendida - Volume**
Siderurgia	5.947	23,3
Ferro-liga	4.989	19,6
Extração mineral	2.956	11,6
Setor químico	2.607	10,2
Alimentação	1.615	6,3
Cimento	952	3,7
Material de Transporte	893	3,5
Mecânica	699	2,7
Outros minerais não metálicos	675	2,7
Têxtil	666	2,6
Outros	3.476	13,6
Total	25.473	100,0

A tabela a seguir apresenta os nomes e os respectivos segmentos dos dez maiores clientes industriais da Light em 2012 em termos de receita, os quais representaram 3,13% da receita total anual da Light.

Os Dez Maiores Clientes Industriais da Light	Segmento
Companhia Siderúrgica Nacional	Metalurgia
Votorantim Siderurgia S.A.	Metalurgia
Sociedade Michelin de Participações	Borracha e plásticos
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A.	Outros
Gerdau Ações Longos S.A.	Metalúrgica
Bayer S.A.	Química
Casa da Moeda do Brasil	Outros
Indústria de produtos alimentícios	Alimentos
Cimento Tupi S.A.	Cimento
Pan-Americana S.A. Indústrias Químicas	Química

A tabela a seguir apresenta o volume de vendas de energia da Light por tipo de consumidor industrial em 31 de dezembro de 2012.

Consumidores Industriais	Volume de Vendas de Energia em GWh	Consumo percentual em relação ao Volume Total de Energia do Segmento Industrial
Metalurgia	2.847	23,3
Química	674	19,6
Borracha e Plásticos	417	11,6
Minerais não metálicos	246	10,2
Alimentos	209	6,3
Bebidas	156	2,8
Metais, exceto máquinas e equipamentos	156	3,7
Farmacêutica	121	3,5
Papel e Celulose	90	1,6
Partes e acessórios automotivos	64	1,1
Couro, artigos de viagem, e calçados	62	1,1
Maquinaria e Equipamentos	59	1,1
Impressão e Reprodução de Graváveis	57	1,0
Construção de Edifícios	44	0,8
Outros	398	7,2
Total	5.543	100,0

Faturamento

Nosso faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos à distribuição de energia elétrica variam segundo o nível de tensão. Nossos consumidores de grande porte, que dispõem de ligações diretas com nossa rede de transmissão, são geralmente faturados em até cinco dias após a leitura de seus medidores e recebem suas faturas por e-mail. O pagamento deve ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura.

Outros clientes que recebem energia elétrica de média tensão (aproximadamente 12.000 consumidores recebem energia elétrica em um nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV ou são ligados por meio de redes de distribuição subterrâneas) são faturados em até um ou dois dias a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura. Esse grupo de consumidores começará a receber suas faturas por e-mail até dezembro de 2013.

Estamos no processo de automação do nosso sistema de leitura de medidores para consumidores que recebam energia de média tensão, que deverá ser concluído em junho de 2013. Atualmente, aproximadamente 9.000 medidores de energia elétrica de média tensão têm suas leituras realizadas automaticamente.

Nossos clientes restantes são faturados no prazo de cinco dias a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de cinco dias a partir da entrega da fatura, ou 10 dias a contar de entrega da fatura, no caso de instituições do setor público. As faturas são elaboradas a partir da leitura do medidor ou com base na estimativa de consumo.

Sazonalidade

As vendas de energia elétrica da CEMIG são afetadas pela sazonalidade. Historicamente, ocorre aumento de consumo pelos clientes industriais e comerciais no último trimestre do exercício social devido ao aumento de suas atividades. A sazonalidade do consumo rural está normalmente associada ao ciclo pluviométrico e também ao fato de que, no período seco entre os meses de maio a novembro, é intensificado com o uso de energia para irrigação nas lavouras. Certos dados representativos do consumo fiscal trimestral consolidado da Companhia por parte de consumidores finais, clientes cativos e Consumidores Livres de 2010 a 2012, em GWh, são apresentados abaixo:

Ano	**Primeiro trimestre**	**Segundo trimestre**	**Terceiro trimestre**	**Quarto trimestre**
2010	10.740	11.704	12.173	12.510
2011	12.415	12.456	12.828	12.705
2012	11.014	11.488	11.825	11.889

As vendas de energia da Light são afetadas pela sazonalidade. Historicamente, o consumo de energia na área de concessão da Light SESA tende a ser mais alto no primeiro e último trimestres do ano, em função das temperaturas elevadas geralmente registradas nesses períodos e das festividades do ano e de final de ano. A tabela abaixo relaciona algumas informações sobre o consumo consolidado trimestral da Light por consumidores finais, cativos e Consumidores Livres no período de 2010 a 2012, in GWh:

Ano	Primeiro Trimestre	Segundo Trimestre	Terceiro Trimestre	Quarto Trimestre
2010	5.430	4.755	4.379	4.895
2011	6.291	5.669	5.299	5.673
2012	6.180	5.754	5.486	5.965

Concorrência

Contratos com Consumidores Livres

Possuíamos 415 contratos com Consumidores Livres em 31 de dezembro de 2012. Destes contratos, 92 são contratos celebrados com companhias localizadas fora da área de concessão da companhia de distribuição e representam 3.386 GWh de energia por ano. Esses contratos com Consumidores Livres, inclusive Consumidores Especiais, têm prazo de duração de três a dezoito anos e representaram um volume total de aproximadamente 20.570 GWh, em 2012.

A estratégia da CEMIG no Ambiente de Contratação Livre tem sido o de celebrar contratos de longa duração, estabelecendo e promovendo, desta forma, um relacionamento duradouro com nossos consumidores. Buscamos nos diferenciar no mercado consumidor por meio da qualidade de nossos serviços e no valor agregado da Cemig Geração e Transmissão. Esta estratégia, juntamente com uma estratégia de vendas que busca minimizar a exposição a preços de curto prazo e contratos com uma demanda mínima no modelo *take or pay*, traduz-se em riscos mais baixos e maior previsibilidade dos resultados da Companhia.

No final de 2012, éramos a maior vendedora de energia para consumidores livres no Ambiente de Contratação Livre, com aproximadamente 21,8% das vendas neste segmento em CCEE.

Concessões

Cada concessão atualmente por nós detida é objeto de processo licitatório por ocasião de seu término. Entretanto, em conformidade com a Lei de Concessões, concessões existentes podem ser prorrogadas pelo Governo Federal sem a necessidade de processo licitatório por prazos adicionais de até 20 anos, mediante requerimento da concessionária, contanto que a concessionária tenha atendido a padrões mínimos de desempenho e a proposta seja aceitável ao Governo Federal. Em 22 de setembro de 2004, solicitamos à Aneel a prorrogação por 20 anos das concessões das usinas hidrelétricas de Emborcação e Nova Ponte. Em 14 de junho de 2007, o Governo Federal aprovou a extensão das concessões dessas usinas elétricas por um período de 20 anos a partir de 24 de julho de 2005. O contrato de concessão relacionado foi aditado em 22 de outubro de 2008, para refletir a prorrogação outorgada à Cemig Geração e Transmissão.

Entretanto, com a aprovação da MP 579, transformada na Lei No. 12.783, as concessões concedidas após a Lei No. 9074, de 7 de julho de 1995, podem ser prorrogadas uma única vez por um período de até 30 anos, a critério da autoridade concedente, a partir de 12 de setembro de 2012.

Em 11 de setembro de 2012, o governo brasileiro emitiu a MP 579, que trata das prorrogações das concessões concedidas antes da Lei nº 9.074, de 19 de julho de 1995. De acordo com a MP 579, essas concessões podem ser prorrogadas uma única vez por um período de até 30 anos, a critério da autoridade concedente.

Acreditamos que a renovação das nossas concessões de distribuição, nos termos da Lei nº 12.783, não terão impacto sobre as tarifas cobradas por essas concessões.

No dia 4 de dezembro de 2012, a Companhia firmou a segunda alteração ao Contrato de Concessão de Transmissão No. 006/1997, o qual prorrogou a concessão por mais 30 anos, nos termos da MP 579, a partir de 1º de janeiro de 2013. Nós prorrogamos as concessões de algumas das nossas instalações de transmissão nos termos da Lei nº 12.783, o que resultou em um ajuste do RAP, diminuindo a receita que nós receberemos em decorrências dessas concessões. O governo brasileiro nos compensou pela redução do RAP de parte dessas concessões, mas os ativos em operação antes do ano de 2000 ainda não foram compensados. De acordo com a Lei n º 12.783, nós seremos compensados pela redução do RAP dos ativos em operação antes de 2000, em 30 anos, ajustado pelo IPCA.

Entretanto, a Companhia optou por não solicitar a prorrogação das concessões de geração com prazos de vencimento entre 2013 a 2017. Em relação às usinas que teriam sua primeira prorrogação antes da aprovação da MP 579, o que inclui a as usinas de Jaguara, São Simão e Miranda, nós acreditamos que o Contrato de Concessão de Geração No. 007/1997 permite a prorrogação das concessões por mais 20 anos sem qualquer restrição adicional. Em relação às outras usinas de geração cujos prazos das concessões vencem no período de 2015 a 2017, incluindo as usinas de Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Piau, Gafanhoto, Peti, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Sumidouro Anil, Poquim, Dona Rita e Volta Grande, nós optamos por não requerer a prorrogação das suas concessões, de acordo com a referida MP. Tendo em vista que optamos por não renovar as nossas concessões de geração nos termos da Lei n º 12.783, as tarifas cobradas não serão afetadas negativamente até o término dessas concessões.

Matérias-Primas

A água fluvial é a principal matéria-prima utilizada por nós na geração de energia hidrelétrica, representando aproximadamente 90% do total de matérias-primas utilizadas. Nós não temos que pagar pelo uso da água fluvial nas usinas hidrelétricas.

Questões Ambientais

Visão Geral

Nossa geração, transmissão e distribuição de eletricidade, assim como a distribuição de gás natural, estão sujeitas à legislação federal e estadual referente à preservação do meio ambiente. A Constituição Brasileira confere ao Governo Federal, governos estaduais e municipais poder para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e regulamentar essas leis. Enquanto o Governo Federal tem competência para promulgar normas ambientais gerais, os governos estaduais têm poderes para promulgar regulamentações ambientais mais específicas e ainda mais severas e os municípios também têm competência para promulgar leis regulando interesses locais. Um infrator das leis ambientais aplicáveis está sujeito a sanções administrativas e criminais, e terá a obrigação de reparar e/ou compensar os danos ambientais. As sanções administrativas podem incluir multas (de R$50 mil a R$50 milhões) e suspensão de atividades. As sanções criminais aplicáveis a pessoas jurídicas podem incluir multas e restrição de direitos enquanto, para indivíduos, podem incluir prisão, que pode ser imposta a diretores e empregados de sociedades que cometem crimes ambientais.

Acreditamos estar em conformidade com as leis e regulamentações ambientais aplicáveis, em todos os aspectos relevantes.

Em conformidade com nossa política ambiental, estabelecemos vários programas para prevenção e controle de danos, que visam a limitar nossos riscos relacionados a questões ambientais.

Licenças ambientais

A legislação brasileira exige que sejam obtidas licenças para a construção, instalação, expansão e operação de qualquer empreendimento que utilize recursos naturais, cause degradação ambiental ou polua ou tenha potencial para causar degradação ambiental ou poluição ou que danifique sítios arqueológicos.

A falha em obter uma licença ambiental para construir, implementar, operar, expandir ou ampliar um empreendimento que cause um impacto ambiental significativo, como as usinas de energia operadas e em implementação pela CEMIG, está sujeita a sanções administrativas, tais como a suspensão das atividades e o pagamento de multa, variando de R$500 mil a R$10 milhões, bem como a sanções criminais, que incluem pagamento de multa, prisão para indivíduos e restrição de direitos para pessoas jurídicas.

O Conselho de Política Ambiental do Estado de Minas Gerais (COPAM), ou as Deliberações Normativas do COPAM nº 17, de 17 de dezembro de 1996, e nº 23, de 21 de outubro de 1997, estabelecem que as licenças operacionais devam ser renovadas periodicamente por períodos de quatro a oito anos, dependendo do porte e potencial de poluição do empreendimento.

A validade das licenças ambientais operacionais é controlada por um sistema específico e verificada anualmente.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

A Resolução nº 1, de 23 de janeiro de 1986, emitida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente, ou CONAMA, exige que estudos de avaliação de impacto ambiental sejam realizados e o respectivo relatório de avaliação de impacto ambiental seja elaborado para todas as instalações de geração de energia elétrica de grande porte construídas no Brasil após 1º de fevereiro de 1986. Para empreendimentos construídos anteriormente a 1º de fevereiro de 1986, esses estudos não são exigidos, mas estas instalações deverão obter licenças de operação ambiental corretivas, que podem ser obtidas mediante o protocolo de um formulário contendo determinadas informações sobre o empreendimento em questão. A obtenção de licenças corretivas para projetos que entraram em operação anteriormente a fevereiro de 1986, de acordo com a Resolução nº 6 de 16 de setembro de 1987, exige a apresentação, à autoridade ambiental competente, de um relatório ambiental, contendo as características do projeto, os impactos ambientais de sua construção e operação, e também as medidas atenuantes e compensatórias adotadas ou que estão em vias de ser adotadas pela organização que realiza o projeto.

A Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, estabelece multas para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o Governo Federal editou a Medida Provisória 1.710 (atualmente Medida Provisória 2.163/41), que possibilita às operadoras de projetos celebrarem acordos com os órgãos reguladores ambientais competentes para fins de cumprimento da Lei Federal nº 9.605/98. Por conseguinte, estamos negociando com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e com a Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM) de Minas Gerais, a fim de obter a licença de operação ambiental corretiva para todas as nossas usinas que tenham iniciado suas operações antes de fevereiro de 1986. As instalações de geração localizadas no Estado de Minas Gerais encontram-se sujeitas à competência da FEAM para fins de licença corretiva. Acordamos com a FEAM que a regularização de nossas instalações localizadas em Minas Gerais ocorrerá de forma gradual. Atualmente, não temos quaisquer previsões de custos e compromissos relativos a recomendações que possam vir a ser feitas pelo IBAMA e pela FEAM.

Atualmente, as instalações da Cemig Geração e Transmissão que entraram em operação anteriormente à vigência da legislação brasileira e que ainda não obtiveram suas respectivas licenças corretivas, protocolaram pedidos perante os órgãos ambientais competentes, prepararam os estudos exigidos e os submeteram à análise.

Atualmente, as instalações da Cemig Geração e Transmissão que entraram em operação anteriormente à vigência da legislação brasileira e que ainda não obtiveram suas respectivas licenças corretivas, protocolaram pedidos perante os órgãos ambientais competentes, prepararam os estudos exigidos e os submeteram à análise.

Das 46 usinas construídas anteriormente à vigência da legislação ambiental brasileira, 12 possuem licenças operacionais e 34 estão com licenças em fase de análise em nível federal ou estadual, dependendo de sua localização. Todos os estudos pertinentes foram preparados e apresentados ao órgão regulador competente. Alguns dos processos de renovação e correção das nossas licenças ambientais conduzidos pela agência ambiental do Estado de Minas Gerais dependem das decisões referentes às áreas de reserva florestal e de proteção permanente. Veja a seção “Reservas Florestais Legais”.

A distribuição de gás natural pela Gasmig, por meio de gasodutos em Minas Gerais também está sujeita a controle ambiental. Acreditamos que todas as licenças necessárias à operação regular das atividades da Gasmig foram obtidas.

As licenças ambientais emitidas pelos órgãos estaduais e federais estão sujeitas a certas condicionantes impostas em razão de impactos ambientais previstos. Em circunstâncias extremas, a falha no cumprimento dessas condicionantes pode resultar na revogação da licença. Acreditamos estar de acordo com os requisitos mencionados em nossas licenças. As licenças ambientais são obtidas sujeitas a requisitos condicionantes que devem ser atendidos durante o período de sua vigência. O descumprimento desses requisitos condicionantes pode resultar em penalidades administrativas, incluindo multas e o indeferimento da licença ambiental. A CEMIG tem cumprido com as demandas das condicionantes ambientais de suas licenças e periodicamente emite relatórios às autoridades regulatórias ambientais.

Reservas Florestais Legais

De acordo com Artigo 12 da Lei Federal nº 2.651, de 25 de maio de 2012 (o "novo Código Florestal Brasileiro"), uma Reserva Florestal Legal é uma área localizada em uma propriedade rural ou posse rural necessária para o uso sustentável dos recursos naturais, conservação ou reabilitação dos processos ecológicos, conservação da biodiversidade e para abrigo ou proteção da fauna e flora nativas. De modo geral, todos os proprietários de imóveis rurais são obrigados a preservar uma área como reserva legal. Porém, o Artigo 12, § 7º, do Novo Código Florestal Brasileiro prevê que não será exigido Reserva Florestal Legal relativa às áreas adquiridas ou desapropriadas por detentor de concessão, permissão ou autorização para exploração de potencial de energia hidráulica, nas quais funcionem empreendimentos de geração de energia elétrica, subestações ou sejam instaladas linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Além disso, em Minas Gerais, onde a maior parte dos empreendimentos da CEMIG está localizada, a Lei Estadual Nº 14.309, de 19 de junho de 2002, regulamentada pelo Decreto Nº 43.710, de 8 de janeiro de 2004, que instituiu a Política Florestal e de Proteção à Biodiversidade, estabeleceu a obrigação geral contida no Código Florestal Federal, exigindo a constituição de uma Reserva Florestal Legal correspondente a 20% da área total da propriedade rural, como instrumento de proteção da biodiversidade e abrigo para a fauna e a flora no Estado. Estamos esperamos uma eventual revisão da legislação de Minas Gerais em função da promulgação do novo Código Florestal Brasileiro que será oportunamente avaliado para fins de impacto da reserva florestal legal sobre os projetos da Companhia localizados no Estado de Minas Gerais.

Na esfera federal, a equipe de licenciamento técnico do IBAMA, no processo de licenciamento corretivo das usinas da CEMIG, expressou sua opinião, em correspondência enviada à Companhia em 29 de julho de 2008, tomando posição contrária à necessidade de constituição de Reservas Florestais Legais.

No Estado de Minas Gerais, com o objetivo de decidir se a obrigação de constituição de Reservas Florestais Legais é aplicável ao setor de energia elétrica, um parecer foi emitido pela Advocacia Geral do Estado de Minas Gerais, ou AGE, em 30 de Outubro de 2008, em resposta a uma consulta realizada pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, ou SEMAD, e pela Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais, SEDE, apresentando a opinião que "o estabelecimento de Reserva Legal Florestal é obrigatório para empreendimentos do setor de energia elétrica, tanto para aqueles em construção quanto para os a serem realizados no futuro".

Suportado por vários pareceres jurídicos, a SEDE se posicionou contra a aplicabilidade da obrigação de constituir Reservas Legais para empreendimentos do setor de energia elétrica localizados em áreas rurais, e retomou suas discussões com a SEMAD sobre esta obrigação.

Concordando com a opinião expressa pela SEDE, a CEMIG apoia a visão de que ela não está legalmente obrigada a constituir Reserva Florestal Legal para seus empreendimentos, com base nos seguintes fundamentos:

1. Os empreendimentos do setor elétrico são atividades de utilidade pública, operando comercialmente sob concessão ou autorização federal, para a operação comercial de potencial hidrelétrico, transmissão e distribuição de energia elétrica, e certamente não são caracterizados como propriedade ou posse rural.

2. A aquisição de imóveis para a implementação dos empreendimentos ocorre em função da concessão ou autorização emitidas pelo poder concedente, por meio da Aneel, como intermediária, e é realizada de forma temporária, uma vez que ao término da concessão ou autorização, os ativos são revertidos para o erário público.

3. Os impactos ambientais causados à biodiversidade para a implementação dos empreendimentos do setor de energia elétrica já foram amplamente compensados. Como exemplos de compensação ambiental especificada na legislação brasileira, já aplicável ao setor, indicamos os seguintes: (I) a Compensação Ambiental especificada pela Lei Federal Nº 9.985, de 18 de julho de 2000 (a Lei do SNUC); (II) a Compensação Florestal para a supressão de vegetação ou intervenção em uma área de preservação permanente; (III) a Compensação Ambiental pelo corte ou supressão do bioma Mata Atlântica, nos termos da Lei Federal Nº 11.458, de 22 de dezembro de 2006; e (IV) a Taxa Florestal

pela remoção de vegetação para a instalação de empreendimentos, conforme especificado na Lei Estadual Nº 4.747, de 9 de maio de 1968.

4. O princípio do *non bis in idem* não pode ser violado. Tal obrigação poderia caracterizar um encargo duplo imposto aos detentores de concessões. A CEMIG encaminhou seu entendimento para a SEDE, apresentando argumentos contra a obrigação do estabelecimento de Reservas Legais.

A SEMAD, em uma carta a AGE datada de 14 de maio de 2010, solicitou reconsideração do parecer jurídico da AGE de 30 de outubro de 2008. A AGE ainda não respondeu à carta da SEMAD.

Em 2012, foi aprovado o novo Código Florestal Brasileiro (Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012, alterada pela Lei nº 12.727, de 17 de outubro de 2012, que converteu a Medida Provisória nº 571/2012). Conforme mencionado anteriormente, o Artigo 12, § 7º, do Novo Código Florestal Brasileiro prevê que não será exigido Reserva legal relativa às áreas adquiridas ou desapropriadas por detentor de concessão, permissão ou autorização para exploração de potencial de energia hidráulica, nas quais funcionem empreendimentos de geração de energia elétrica, subestações ou sejam instaladas linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Entretanto, em janeiro de 2013, a Procuradoria Geral propôs a Ação de Inconstitucionalidade nº 4.901, alegando inconstitucionalidade de diversos dispositivos do novo Código Florestal Brasileiro, incluindo o artigo 12, § 7º. Na data desse relatório. não houve manifestação do Supremo Tribunal Federal e, portanto, o Artigo 12, §7º do Novo Código Florestal Brasileiro permanece em vigor.

Áreas de preservação permanente

A lei brasileira requer também a criação obrigatória de áreas de preservação permanente e no entorno de reservatórios artificiais e a elaboração de um Plano Ambiental de Conservação de Uso do Entorno do Reservatório (PACUERA) para regular a conservação, recuperação, uso e ocupação do entorno do reservatório artificial. Nós estabelecemos algumas contingências relacionadas à área do entorno dos nossos reservatórios, a qual sofre frequentes invasões e ocupações irregulares, requerendo vigilância constante e ajuizamento de ações de reintegração de posse para retomada das áreas invadidas. Como resultado, embora não sejam responsáveis pelos danos ambientais causados pelas invasões, a CEMIG poderia ser responsabilizada pela recuperação das Áreas de preservação ambiental.

Medidas Compensatórias

De acordo com a Lei Federal N° 9.985, de 18 de julho de 2000, e o correspondente Decreto N° 4.340, de 22 de agosto de 2002, as empresas cujas atividades acarretem grandes impactos ambientais ficam obrigadas a investir em áreas protegidas de maneira a compensar esses impactos. Cada empresa deverá ter suas compensações ambientais estipuladas pelo órgão ambiental competente, dependendo do grau específico de poluição ou danos ao meio ambiente como consequência de suas atividades.

O Decreto Federal N° 6.848/2009, emitido em 14 de maio de 2009, e o Decreto do Estado de Minas Gerais N° 45.175, emitido em 17 de setembro de 2009, regulamentam a metodologia da definição de medidas de compensação. Assim, até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido para medidas compensatórias. O montante exato das medidas compensatórias será definido pela agência ambiental, com base no nível específico de poluição e impacto ambiental do projeto.

O Decreto Estadual N° 45.175/2009, de 17 de setembro de 2009, também indicou que a taxa de compensação será aplicada retroativamente a projetos implementados anteriormente à promulgação da atual legislação.

O Decreto Estadual nº 45.175/2009 foi alterado pelo Decreto nº 45.629/2011, que estabeleceu o valor de referência dos projetos que causam impacto ambiental significativo, o qual será definido como segue:

I - os projetos executados antes da publicação da Lei Federal nº 9.985 de 2000 utilizarão o valor escritural líquido, excluindo reavaliações ou, na sua falta, o valor do investimento feito pelo representante de tal projeto, e

II - a compensação para projetos ambientais executados após a publicação da Lei Federal nº 9.985 de 2000 irá usar a referência estabelecida no item IV do artigo 1º do Decreto nº 45175 de 2009, calculada no momento da execução do projeto e corrigida com base em uma taxa de reajuste pela inflação.

Gestão de Peixes – Programa Peixe Vivo

A construção de usinas hidrelétricas pode colocar em risco os peixes que habitam os rios barrados devido a diversas alterações do ambiente aquático. Uma das principais atribuições de nossa área ambiental é garantir que não ocorram acidentes ambientais envolvendo a ictiofauna nativa em nossas usinas hidrelétricas. Assim para mitigar o impacto provocado pela operação

das usinas, a CEMIG está desenvolvendo uma metodologia para avaliação do risco de morte de peixes nas usinas. Adicionalmente, estamos desenvolvendo projetos de pesquisa em parceria com universidades gerando conhecimento científico para embasar programas de conservação da ictiofauna mais efetivos para a empresa.

Apesar desses esforços, um incidente ocorreu em 2007, na Usina Hidrelétrica de Três Marias, resultando na morte de aproximadamente 17 toneladas de peixe, conforme estimativas da Polícia Ambiental (8,2 toneladas pelas nossas estimativas). O volume de peixes mortos não foi medido ou estimado. Em consequência do ocorrido, o Instituto Estadual de Florestas nos aplicou duas multas, totalizando aproximadamente R$5,5 milhões, o que atualmente corresponde a R$7,7 milhões. Pagamos 50% das multas e o restante está sendo negociado com a autoridade ambiental para aplicação em projetos de pesquisa. Em 8 de abril de 2010, a CEMIG e a Procuradoria do Estado de Minas Gerais assinaram um Termo de Ajuste de Conduta ("TAC"), por R$6,8 milhões em medidas compensatórias para melhorias ambientais na área afetada pela usina de Três Marias, na cidade de Três Marias em Minas Gerais.

Nesse contexto, em 2007, um dos principais objetivos da companhia era a criação de medidas preventivas e mitigadoras contra a mortalidade de peixes causada pela operação de usinas hidroelétricas. Nossa administração acreditava que a avaliação correta dos riscos e a subsequente adoção de medidas de controle eficazes levariam à diminuição de perdas econômicas e ambientais, assim como danos à imagem da companhia, o que ocorreu em anos anteriores. Portanto, implementamos um programa ambiental, denominado Peixe Vivo, na região afetada como forma de responder ao evento e reafirmar nosso compromisso com o desenvolvimento econômico e social das regiões onde operamos e onde nossos projetos estão localizados.

A CEMIG gastou, em média, de 2007 a 2012, R$6,4 milhões/ano para o desenvolvimento de projetos de pesquisa com relação ao programa Peixe Vivo, e investiu mais de R$6 milhões em barreiras físicas para prevenir a entrada de peixes no tubo de sucção e na modernização da incubadora principal na Estação Ambiental de Volta Grande.

Apesar de todos os avanços na área da ictiologia conquistados pelo Programa Peixe Vivo, ainda existem grandes desafios a serem estudados e compreendidos. Em 2012, na Usina Hidrelétrica de Três Marias houve uma ocorrência de morte de peixes com biomassa afetada estimada em 1,8 toneladas de peixes. A causa da morte ainda é desconhecida e não havia sido prevista, pois as circunstancias do acidente eram inéditas. Entretanto, com a adoção de medidas para controlar o acidente ambiental e a pronta comunicação aos Órgãos Ambientais a empresa foi autuada em R$50 mil, dos quais obteve atenuação de 45% conforme previsto em lei pelo fato de ter realizado a comunicação imediata do dano ou perigo à autoridade ambiental e também ter colaborado com os órgãos ambientais na solução dos problemas advindos de nossa conduta. O valor da multa de 2012 foi 40 vezes maior (por quilo de peixe morto) quando comparado à multa aplicada pelo IEF no acidente de 2007. O Programa Peixe Vivo hoje está estudando as circunstancias do acidente para determinar melhores formas de controle.

As autoridades ambientais ainda não chegaram a uma decisão final sobre a obrigação de se construir escadas para peixes nas usinas hidrelétricas da CEMIG. No entanto, há possibilidade de que futuras decisões tomadas pelas autoridades ambientais, mudanças na legislação ambiental ou novas informações obtidas a partir de estudos em curso atualmente possam gerar a necessidade de se construir escadas para peixes em todas as nossas usinas hidrelétricas, o que poderá resultar em custos operacionais não previstos.

Ocupação Urbana de Áreas de Passagem e Margens de Represas

Dutos de Gás — Nossas redes de dutos de distribuição de gás natural são subterrâneas, atravessando áreas habitadas, e usando áreas de passagem em conjunto com tubulações subterrâneas operadas por outras concessionárias de serviços públicos e órgãos públicos. Esse fato aumenta o risco representado por obras irregulares realizadas sem prévia comunicação e consulta a nossos registros referentes às redes de distribuição de gás natural, havendo possibilidade de acidentes que possam acarretar lesões a pessoas, danos materiais e danos ambientais, em caso de ignição ou vazamento, potencialmente significativos. A Gasmig possui diversos inspetores monitorando sua rede diariamente, para prevenir escavações em vias urbanas, invasões ou construções, erosões ilegais ou não notificadas, conforme aplicável, ou qualquer outro problema que possa causar risco ao duto. No entanto, todas as nossas redes de gás são clara e amplamente demarcadas e sinalizadas. A Gasmig, por meio de seu programa "Escave com Segurança", vem formando parcerias com a comunidade, principalmente com autoridades públicas e concessionárias de serviços públicos, para divulgar seus registros a companhias que realizem escavações em vias públicas a fim de assegurar que, antes de escavar próximo a uma rede de gás natural, elas telefonem ao plantão 24 horas da Gasmig e solicitem orientações e suporte para a execução segura de sua obra.

Em 2012, a Gasmig sofreu dois incidentes relacionados a emissões de gás natural causados por um acidente com perfuração direcional e uma escavação não autorizada sem análises prévias de nossos mapas da rede de gás. Ambos os incidentes resultaram em pequenos vazamentos de gás, mas, como a Gasmig fechou as válvulas e isolou as áreas envolvidas no acidente sem ignições, o dano ambiental foi substancialmente reduzido.

Redes de Transmissão – Temos servidões para nossa rede de transmissão sobre um terreno com aproximadamente 13.670 milhas de comprimento. Uma parte significativa de tal terreno é ocupada por construções não autorizadas, incluindo construções residenciais. Esse tipo de ocupação gera riscos de choque elétrico e acidentes envolvendo moradores locais, e constitui um

obstáculo à manutenção de nosso sistema de energia elétrica. Estamos buscando uma solução para esse problema, o que pode envolver a remoção destes ocupantes, ou melhorias que possibilitariam manter de forma segura e eficiente nosso sistema de energia elétrica. O Comitê de Monitoramento de Risco de Invasão de Passagens de Transmissão foi criado para minimizar esses riscos por meio do monitoramento e registro de invasões, realizando ações que previnam invasões nas passagens seguras das linhas de transmissão. Várias medidas foram adotadas, incluindo: a contratação de uma empresa para inspeção sistemática e implementação de medidas de segurança e trabalhos para minimizar os riscos; educação das comunidades sobre os riscos de acidentes envolvendo energia elétrica e nossas linhas de transmissão; criação de jardins vegetais da comunidade nas passagens das linhas de transmissão; e remoção de ocupação das passagens de transmissão por meio de acordos com os moradores locais e outras autoridades.

Áreas de Represas — Implementamos medidas de segurança para proteger nossas instalações de geração de energia contra invasões, utilizando tanto postos de segurança, patrulhas móveis para o controle das margens de reservatórios e sistemas de vigilância eletrônicos (SVE) para monitorar as instalações de geração de energia, conforme apropriado. Invasores dentro das instalações são detidos e encaminhados para as delegacias, onde as queixas policiais são registradas. Há placas nas margens das represas das nossas instalações de geração hidrelétrica indicando a propriedade. Invasores são identificados pelas unidades móveis de patrulhamento por meio de inspeções periódicas nas encostas das represas. Frequentemente temos de tomar medidas judiciais para recuperar a posse das áreas invadidas. Devido ao fato de se tratar de uma área muito extensa e ao número de nossas represas, estamos continuamente sujeitos a novas invasões e ocupações de margens das reservas por construções não autorizadas. Entretanto, nós estamos empregando nossos melhores esforços para prevenir essas invasões e quaisquer danos ambientais resultantes às Áreas de Preservação Permanente, ou APPs, em volta das represas.

O Mercado de Carbono

Acreditamos que o Brasil tem potencial significativo para gerar créditos de carbono decorrentes de projetos de energia limpa que observam o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, ou MDL, ou os Mercados Voluntários. Todo ano, buscamos quantificar nossas emissões e publicar nossas principais iniciativas na redução da emissão de gás carbônico, por exemplo, através do Projeto de Emissão de Carbono.

O Grupo CEMIG participa de projetos de MDL em vários estágios de desenvolvimento, incluindo sete Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade de 116MW e uma usina hidrelétrica com capacidade de 140MW, diversas fazendas de energia eólica, as quais totalizaram 668MW e uma usina solar com capacidade de 3MW. Até a presente data, nenhum crédito de carbono foi comercializado, já que esses projetos ainda não chegaram à fase de emissão de Certificados de Emissão Reduzida, ou CER.

Tecnologias Operacionais

Continuamos investindo em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista nossa estratégia de aumento de eficiência, modernização e automatização adicionais de nossas redes de geração, distribuição e transmissão.

Centro de Operação de Sistema

O Centro de Operação de Sistema da CEMIG, ou COS, localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é o centro nervoso de nossas operações. Ele coordena as operações de todo o nosso sistema de eletricidade e energia, em tempo real, promovendo integração operacional da geração e transmissão da nossa energia. Ele ainda fornece a ligação com outras companhias de geração, transmissão e distribuição. A supervisão e o controle executados pelo COS agora se estende por mais de 49 subestações de altíssima e alta tensão, por aproximadamente 29 usinas geradoras de energia elétrica de grande porte e 7 pequenas usinas hidroelétricas.

Por meio de suas atividades, o COS garante permanentemente a segurança, continuidade e qualidade de nosso fornecimento de energia elétrica. As atividades do COS são sustentadas por modernos recursos tecnológicos de telecomunicações, automação e informação, e executados por pessoal altamente qualificado. O COS possui um Sistema de Gestão de Qualidade com o certificado ISO 9001:2008.

Centro de Operações de Distribuição

Nossa rede de distribuição é administrada por um Centro de Operações de Distribuição, ou COD, localizado em Belo Horizonte. O COD monitora e coordena nossas operações de rede de distribuição em tempo real. O COD é responsável pela supervisão e controle de 379 subestações de distribuição, 297.467 milhas de redes de distribuição de média tensão, 10.601 milhas de redes de subtransmissão e 7,39 milhões de consumidores em nossa área de concessão, compreendendo 774 cidades de Minas Gerais.

Fornecemos uma média de 13.150 serviços por dia em 2012. O COD é certificado de acordo com o padrão de qualidade ISO 9001:2000. Existem vários sistemas em uso para automatização e suporte dos processos do COD, incluindo sistema de atendimento, administração de equipe em campo, supervisão e controle de subestação de distribuição, restabelecimento de energia

elétrica, comutação de emergência, desligamento da rede e inspeção. Tecnologias incluindo sistema de informações geográficas e comunicação de dados por satélite ajudam a reduzir o tempo de restabelecimento do serviço ao consumidor e a prestar melhor atendimento ao cliente. Esses dispositivos, instalados ao longo de nossa rede de distribuição, identificam e interrompem falhas em correntes, automaticamente restauram o serviço depois de falhas momentâneas, melhorando o desempenho das operações e reduzindo o tempo de recuperação e os custos relacionados.

Informação e Tecnologia Geoespaciais

Os processos operacionais e de engenharia de nossos negócios são fortemente sustentados por tecnologias de gestão de informações de georreferenciamento, tornando o planejamento, a construção, a operação e a manutenção da geração e da rede de distribuição e transmissão mais eficientes. Adicionalmente o uso de tecnologias móveis reduz os custos e nos permite fornecer serviços mais eficientes aos nossos consumidores.

Rede Interna de Telecomunicações

Acreditamos ter uma das maiores redes de telecomunicação dentre as companhias elétrica brasileiras. Ela é composta por *links* de micro-ondas de alta performance com mais de 261 estações de comunicação, um sistema ótico com 1.746,8 milhas de fibras óticas e um sistema de comunicação móvel com 897 rádios, sendo 644 troncalizados e VHF e 253 rádios portáteis UHF e VHF. Um total de 420 rádios móveis possui comunicação com terminais móveis instalados nos veículos de sistemas (operação e manutenção), os quais também possuem 1.320 terminais móveis conectados por satélites e Serviço de Rádio de Pacote Geral (*General Packet Radio Services* - GPRS).

Rede de Dados Corporativos

Nossa rede de dados corporativos possui 303 unidades em 143 cidades em Minas Gerais. A arquitetura física e lógica da rede emprega recursos de segurança tais como firewalls, Sistemas de Prevenção de Intrusão (*Intrusion Prevention Systems* - IPSs), sistemas de Prevenção contra Perda de Dados (*Data Loss Prevention* - DLP) e sistemas antivírus e *antispam*, que são continuamente atualizados para proteger informações contra acesso não autorizado, em conformidade com a ISO 27002. Um sistema de registro de eventos torna possível a investigação de ocorrências e também assegura uma base de registros históricos para atender as exigências legais.

Programa de Governança de TI

Nosso Programa de Governança de Tecnologia da Informação busca continuamente alinhar a TI com nossos negócios, agregando valor por meio da aplicação de tecnologia da informação, gerenciamento apropriado de recursos, gerenciamento de risco e cumprimento das exigências legais, regulatórias e da lei *Sarbanes-Oxley*.

Desde 2008, nosso Departamento de Administração de Projetos (ou DAP) de tecnologia da informação é responsável por assegurar que a administração de projetos de tecnologia da informação seja sistemática, usando metodologia, processos e ferramentas de *software* dedicados.

Considerando o papel importante da Governança de Tecnologia da Informação em nossos negócios, uma unidade de administração dedicada foi criada em 2009 para concentrar, planejar e executar todas as ações que sejam específicas da governança de tecnologia da informação, inclusive planejamento estratégico, conformidade com as leis e regulamentos, administração de qualidade, administração orçamentária e financeira, administração de serviços e administração de projetos.

Canais de Relacionamento com o Cliente

Temos um call center em Belo Horizonte para o qual nossos clientes podem ligar gratuitamente para obter informações sobre as suas contas e solicitar serviços. O call center é integrado com os sistemas do Centro de Operação de Distribuição (COD) e do sistema de Gestão de Relacionamento com Clientes (CRM) da plataforma SAP, permitindo aos consumidores fornecer informações atualizadas sobre os atendimentos comerciais e emergenciais. O call center possui instalações modernas e inclui um serviço eletrônico eficiente através da Resposta Interativa por Voz (IVR) e uma equipe de mais de 1.250 profissionais, sendo capaz de receber cerca 60.000 chamadas em um dia típico e até 250.000 chamadas em um dia atípico. Como indicação da qualidade do atendimento, o nosso call center tem a Certificação de Qualidade ISO 9001 desde 1999. Temos também um representante das lojas e centros de atendimento em todos os 774 municípios da área de concessão para atender o cliente pessoalmente quando necessário. Outro importante canal de relacionamento com o cliente é o atendimento ao cliente fornecido pelo Governo, através dos agentes disponíveis para cada município da área de concessão e o Cemig Plus - uma central de contato dedicada aos clientes atendidos em média tensão. Os consumidores também podem nos contatar por e-mail, chat, fax, SMS, Redes Sociais como Twitter, YouTube, LinkedIn e Facebook ou através do nosso site - a Agência Virtual, com mais de 23 serviços on-line disponíveis para os clientes.

Sistema de Gestão Comercial

Consolidamos um eficiente sistema de atendimento ao cliente, baseado em nossa plataforma CCS/CRM e totalmente integrado em nosso ERP e BI que suporta nossos processos de tomada de decisões. O SAC atende aproximadamente 7 milhões de consumidores de alta, média e baixa voltagens. O sistema é uma ferramenta competitiva, adicionando segurança, qualidade e produtividade aos processos de negócios da CEMIG e se adapta com grande eficiência e velocidade a mudanças e exigências legais, normativas e do mercado.

Sistemas de Manutenção e Reparos

As 10.601.367 milhas de linhas de distribuição de alta tensão na rede da Cemig Distribuição, operando de 34,5 kV a 161 kV, são suportadas por, aproximadamente, 53,837 estruturas, construídas principalmente de metal. A rede da Cemig Geração e Transmissão possui 3.064 milhas de linhas de transmissão de alta tensão, suportadas por, aproximadamente, 11.526 estruturas. A maioria das interrupções nos serviços de nossas linhas de distribuição e transmissão ocorre devido a raios, fogo, vandalismo, vento, e corrosão. Todos os sistemas das linhas de transmissão de alta tensão tanto da Cemig Distribuição quanto da Cemig Geração e Transmissão são inspecionados uma vez por ano, utilizando um helicóptero equipado com um "Gimbal", isto é, um sistema composto de câmaras convencionais e de infravermelho, que permite inspeções visuais e termográficas (infravermelho) simultâneas. Inspeções por via terrestre também ocorrem em intervalos de um a três anos, dependendo das características da linha, como tempo em operação, número de quedas de energia, tipo de estrutura, e a importância da linha para o sistema elétrico como um todo.

Utilizamos modernas estruturas modulares de alumínio para minimizar o impacto de emergências que envolvam quedas de estruturas. Em sua maior parte, nosso trabalho de manutenção em redes de transmissão é realizado com emprego de métodos de rede ligada. Por termos sido a primeira companhia do Brasil a utilizar técnicas de rede ligada, sem ferramental na manutenção de redes de transmissão e subestações, acumulamos, ao longo de 33 anos, experiência nessa área. Temos uma equipe bem treinada, veículos especiais e ferramentas para dar suporte às nossas linhas de transmissão com rede ligada e desligada.

Nosso conjunto de equipamentos de reserva (transformadores, interruptores, prendedores, etc.) e subestações móveis são de grande importância para restabelecer prontamente a energia elétrica a nossos consumidores, em caso de emergências envolvendo falhas em subestações.

O Programa de Reforma e Modernização de Usinas, que estava programado para ser executado nos próximos 15 anos, com um investimento de R$1,7 bilhão, foi cancelado após a edição da Medida Provisória nº 579 (MP 579), posteriormente convertida na Lei nº 12.783. O principal motivador para o cancelamento foi a não adesão da Cemig às condições propostas pelo Governo Federal para renovação das concessões das usinas que estavam incluídas no programa, além da indefinição sobre a forma de remuneração sobre esses investimentos no futuro.

Gestão de Segurança de Informações

A Segurança da Informação, uma preocupação permanente para nossa Companhia, é garantida por meio de um sistema de gerenciamento baseado no padrão brasileiro (ABNT) NBR ISO/IEC 27001:2006, e alinhado com as melhores práticas de mercado. Nosso sistema de administração de segurança da informação inclui processos para administração e controle de política, risco, comunicação, classificação de informações e segurança da informação. Além disso, ações recorrentes para aprimoramento dos processos, comunicações, conscientização e treinamento fortalecem as práticas de segurança da informação da Companhia.

Ferramentas Gerenciais

Durante 2012, a Cemig continuou a melhorar e adaptar o Sistema Integrado de Gestão (ERP) SAP, que inclui os processos relacionados a finanças, suprimentos, vendas, materiais, serviços e recursos humanos, às mudanças e exigências da legislação, regulamentos e normas de mercado. Fizemos progressos significativos no que se refere à capitalização dos bens, obras e materiais, planejamento logístico, manutenção e processos relacionados à regulamentação de nota fiscal eletrônica, incluindo outras obrigações relacionadas com o pagamento eletrônico de tributos. Além disso, em 2012, foi implementado o SAP LMS (Sistema Gerencial de Aprendizado) em "Portal Cemig", nosso portal intranet.

Esses avanços e soluções implantadas no ERP também nos ajudam a obter as informações necessárias para o planejamento, controle e tomada de decisões, e disponibilizar essas informações ao nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva.

Gerenciamento de Risco

Com a assistência de uma companhia de consultoria de renome, demos início ao estabelecimento de um Sistema de Gerenciamento de Riscos Corporativos em 2003, que foi consolidado durante o período de 2004 a 2006, em função de nosso

processo de desverticalização. Na qualidade de detentores de uma concessão no setor de energia elétrica brasileiro, operamos em ambientes nos quais fatores como reestruturações societárias, regulamentação emitida por órgãos governamentais do setor energético, desenvolvimento tecnológico, globalização e mudanças no mercado consumidor geram incertezas e riscos.

A implementação de visão e estratégia coerentes de risco em nível corporativo é uma nova tendência de administração incentivada não somente pelas exigências da Lei *Sarbanes-Oxley* e métodos recomendados pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras (*Committee of Sponsoring Organizations*), ou COSO II, como também pela percepção de que o gerenciamento de risco constitui parte essencial de uma filosofia de desenvolvimento sustentável voltada à criação de valores para os acionistas.

Nosso Sistema de Gerenciamento de Riscos Corporativos visa aos seguintes propósitos: consecução dos objetivos fixados pelo plano estratégico; criar consciência entre os acionistas acerca dos possíveis eventos que poderiam constituir risco de perda de valores; estruturar a Companhia possibilitando que assuma posições proativas em relação a seu ambiente de risco; proporcionar aos executivos da Companhia metodologia e ferramentas para gerenciamento efetivo de risco, incluindo a capacidade de agregar riscos individuais, a capacidade de comparar os riscos de diferentes unidades empresariais e uma ferramenta para avaliar com precisão as medidas adotadas para minimizar os riscos; fornecer às demais áreas de gerenciamento estratégico conceitos e procedimentos de *input*, bem como fatores que fortaleçam a infraestrutura de controle organizacional da Companhia.

A CEMIG está trabalhando para alcançar o principal objetivo da gestão de riscos de um ambiente aberto e apropriado para comunicações efetivas sobre risco e gerenciamento de riscos da Companhia, de forma que uma abordagem integrada, proativa, com visão do futuro, orientada por processo e do sistema em sua integralidade seja adotada para estimar todos os principais riscos e oportunidades chave do negócio, e não somente aqueles de natureza financeira.

O Comitê de Gerenciamento de Riscos de Energia da CEMIG, ou CGRE, criado em 2003, continua a propor políticas e procedimentos para aprovação pelos diretores, de acordo com a política de risco corporativo, visando a minimizar riscos na contratação (compra e venda) de energia elétrica. O comitê conta com membros de várias áreas da Companhia, incluindo as áreas de geração, distribuição, vendas, jurídica e financeira. O CGRE confere suporte às decisões dos conselheiros executivos em relação à comercialização de energia da Companhia aos Consumidores Livres e à participação nos leilões da CCEE. Com base na análise de riscos, o CGRE propõe os volumes máximos que poderiam ser comercializados e os volumes comprados pelos distribuidores nos leilões.

A gestão de risco da CEMIG também possui o benefício de possuir um Comitê de Gestão de Riscos Financeiros, o qual foi criado (i) para monitorar os riscos financeiros relativos à volatilidade e tendências dos índices de inflação, taxas de câmbio e taxas de juros que afetam nossas transações financeiras, e as quais poderiam afetar adversamente a liquidez e lucratividade da Companhia, e (ii) para implementar diretrizes para operação proativa relativa ao ambiente de riscos financeiros ao implementar planos de ação.

O próximo passo que pretendemos dar é melhorar o Sistema de Gestão de Riscos Corporativos com o apoio de uma companhia de consultoria, por meio do desenvolvimento de novos produtos e do desenvolvimento de métodos estatísticos e matemáticos utilizados para calcular e controlar a posição de risco da Matriz de Riscos Corporativos, aumentando, assim, a transparência e a segurança para a tomada de decisões estratégicas.

Ativo Imobilizado e Ativos Intangíveis

Nossos principais ativos consistem nas usinas de geração de energia elétrica e instalações de transmissão e distribuição descritas neste Item 4. O valor contábil líquido total de nosso ativo imobilizado e ativos intangíveis, incluindo nosso investimento em certos consórcios que operam projetos de geração de energia elétrica, incluindo projetos em construção, era de R$13.284 milhões em 31 de dezembro de 2012. As instalações de geração representaram 55,87% desse valor contábil líquido, ativos intangíveis representaram 32,88% deste valor contábil líquido (instalações de distribuição em ativos intangíveis representaram 24,42% e outros intangíveis) e outros ativos imobilizados diversos, inclusive sistemas de transmissão e telecomunicações, representaram 43,13%. A média de depreciação anual aplicada a essas instalações era de 2,35% para instalações de geração hidrelétrica, 7,59% para instalações de administração, 6,68% para instalações de telecomunicações e 3,66% para instalações termelétricas. Com exceção da nossa rede de distribuição, nenhum de nossos ativos produziu mais de 10% de nossas receitas totais em 2012. Nossas instalações são, em geral, adequadas às nossas atuais necessidades, sendo convenientes às finalidades a que se destinam. Nós temos direito de passagem para as nossas linhas de distribuição, as quais são nossos ativos e não serão revertidos para o proprietário quando do final da nossa concessão.

O Setor Elétrico Brasileiro

Disposições Gerais

Tradicionalmente, no setor elétrico brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição eram conduzidas por um pequeno número de companhias de propriedade do Governo Federal ou de Governos Estaduais. No passado, diversas companhias controladas pelo poder público foram privatizadas, em um esforço para aumentar a eficiência e a concorrência no setor. A administração de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002) tinha intenção de converter parte do setor de energia elétrica sob controle estatal em setor privado, mas a administração de Luis Inácio Lula da Silva (2003-2010) concluiu este processo e implementou um "Novo Modelo do Setor Elétrico" para o setor elétrico brasileiro, conforme consta da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

O Novo Modelo do Setor Elétrico

Os principais objetivos do Novo Modelo do Setor Elétrico são garantir o fornecimento e tarifas razoáveis. Com a finalidade de garantir o fornecimento, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que (a) as distribuidoras contratem a totalidade de sua carga e fiquem responsáveis pela realização de projeções realistas da necessidade de demanda; e (b) a construção de novas usinas hidrelétricas e termelétricas seja determinada da maneira que melhor equacione a garantia de fornecimento e a razoabilidade de tarifas. Para conseguir a modicidade de tarifas, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que: (a) todas as compras de energia elétrica pelas distribuidoras sejam feitas por meio de leilão pelo critério da tarifa mais baixa; (b) a contratação seja realizada por meio do ACR, ou o "Pool"; e (c) a contratação de carga seja separada em dois tipos de transações, devendo ambos os tipos de operações sempre se dar por meio de leilão: (i) a contratação de energia elétrica das novas usinas, que objetiva a expansão; e (ii) a contratação da energia elétrica das usinas existentes, que visará à demanda de energia elétrica existente.

O Novo Modelo do Setor Elétrico criou dois ambientes para compra e venda de energia elétrica: (i) o ACR, ou o "Pool", para a compra por distribuidoras por meio de leilões públicos de toda a energia necessária para suprir seus consumidores; e (ii) o ACL, que abrange a compra de energia por entidades não reguladas (tais como Consumidores Livres e entidades que comercializam energia). As distribuidoras poderão operar apenas no ambiente regulado, enquanto as geradoras poderão operar em ambos os ambientes, mantendo suas características de competitividade.

A exigência de expansão do setor é avaliada pelo Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia, ou MME. De modo a melhorar a organização do setor de energia elétrica, duas entidades foram criadas: (i) a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, companhia estatal responsável pela execução do planejamento de expansão de geração e transmissão; e (ii) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE, uma companhia privada responsável pela contabilização e a liquidação financeira das operações de venda de energia realizadas no mercado de curto prazo. O CCEE também é responsável, por meio de delegação pela Aneel, por organizar e conduzir os leilões públicos de energia elétrica do "Pool", nos quais todos os distribuidores compram energia.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico eliminou a auto contratação, compelindo as distribuidoras a comprar energia a preços mais baixos disponíveis ao invés de comprar energia de partes relacionadas. O Novo Modelo do Setor Elétrico excetuou também os contratos celebrados antes da lei, a fim de propiciar estabilidade regulatória a transações realizadas antes de sua promulgação.

A energia decorrente de (1) projetos de geração de baixa capacidade localizados próximos aos centros de consumo (tais como determinadas usinas de cogeração e as Pequenas Centrais Hidrelétricas), (2) usinas qualificadas nos termos do Programa Proinfa, (3) Itaipu, (4) contratos de compra e venda de energia celebrados antes da entrada em vigor da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e (5) concessões prorrogadas pela Lei nº 12.783 não ficarão sujeitas a leilão para fornecimento de energia no "Pool". A energia elétrica gerada por Itaipu, localizada na fronteira do Brasil e do Paraguai, é comercializada pela Eletrobrás e pelo Governo Federal, por meio da Aneel, e determina os volumes que serão obrigatoriamente comprados por cada concessionária de distribuição. As tarifas pelas quais a energia gerada por Itaipu é comercializada estão denominadas em dólares dos Estados Unidos e são estabelecidas pela Aneel, nos termos de tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Em consequência disto, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem em conformidade com a variação da taxa de câmbio Dólar dos Estados Unidos/Real. As alterações do preço da energia gerada por Itaipu são, contudo, neutralizadas pelo Governo Federal, que compra todos os créditos de energia da Eletrobras. A energia gerada pelas usinas cujas concessões foram prorrogadas pela Lei nº 12.783 será alocada pela Aneel para abastecimento do MRA (Mercado Regulamentado Ambiental) por todas as distribuidoras.

Desafios à Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico atualmente está sendo desafiada em bases constitucionais perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal agiu para rejeitar as ações argumentando que os desafios constitucionais estavam abertos para discussão, pois se referem a uma medida provisória que já foi convertida em lei. Até a presente data, o Supremo Tribunal Federal não chegou a uma decisão final sobre os méritos desse processo e não sabemos quando essa decisão será conferida. Assim, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo

Tribunal, algumas partes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico relativas a restrições sobre distribuidoras que executam atividades não relacionadas à distribuição de eletricidade, inclusive as vendas de energia por distribuidoras a Consumidores Livres e a eliminação de contratos entre partes relacionadas deverão continuar em pleno vigor e efeito.

Coexistência de dois Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são conduzidas em dois diferentes segmentos de mercado: (1) o mercado regulado, ou "Pool", que contempla a compra por companhias de distribuição por meio de leilões públicos de toda a energia elétrica necessária para atender seus clientes, e (2) o mercado livre, que contempla a compra de energia elétrica por entidades não reguladas (tais como os Consumidores Livres, entidades que comercializam energia elétrica e importadores de energia).

Ambiente de Contratação Regulada – (ACR ou o "Pool")

No mercado regulado, as distribuidoras adquirem energia elétrica para seus consumidores cativos por meio de leilões regulados pela Aneel e conduzidos pela CCEE.

As compras de energia se darão por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contrato de Quantidade de Energia e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia e assume o risco de que o fornecimento de energia possa ser prejudicado por condições hidrológicas e baixos níveis dos reservatórios, além de outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia, caso em que a geradora ficará obrigada a comprar a energia de outra fonte, a fim de cumprir seus compromissos de fornecimento. Nos termos de Contratos de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar certo volume de capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da geradora fica garantida e o risco hidrológico é repassado às distribuidoras. Entretanto, quaisquer potenciais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos consumidores. Em conjunto, esses contratos compreendem os contratos de compra de energia no ACR, os CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado).

A regulamentação do Novo Modelo do Setor Elétrico estipula que as distribuidoras que contratarem menos que 100% de seu consumo cativo total poderão estar sujeitas a multas. Existem mecanismos para reduzir essa possibilidade, tal como a compra de energia de outras distribuidoras cuja quantidade adquirida de energia excedeu a demanda prevista, ou a compra de energia nos leilões que ocorrem ao longo do ano. Qualquer déficit em relação aos 100% do consumo cativo poderá ser adquirido ao preço do mercado de curto prazo e a concessionária estará sujeita a uma penalidade equivalente ao déficit. Se uma distribuidora contratar mais do que 103% de seu consumo cativo, estará sujeita a um risco relacionado ao preço, caso venha a vender esta energia no mercado de curto prazo no futuro. Para mitigar este risco de preço, as distribuidoras podem reduzir seus contratos de compra nos leilões de "energia existente" em até 4% ao ano, assim como reduzir tais contratos devido à perda de consumidores que optaram por se tornar livres, sendo supridos diretamente por geradores.

Ambiente de Contratação Livre (o "ACL") – No mercado livre, a comercialização de energia é negociada livremente entre as concessionárias de geração, os PIEs (Produtores Independentes de Energia), autoprodutores, entidades que comercializam energia, importadores de energia e Consumidores Livres. O mercado livre também inclui os contratos bilaterais existentes entre as geradoras e as distribuidoras até seus vencimentos. Quando da expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Os potenciais Consumidores Livres são aqueles com demanda superior a 3 MW, atendidos a uma tensão mínima de 69 kV ou a qualquer tensão, caso o suprimento tenha se iniciado depois de julho de 1995. Adicionalmente, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por outras distribuidoras, além da companhia distribuidora local, se optarem por energia gerada por fontes alternativas, tais como fonte eólica, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Caso um consumidor tenha optado pelo mercado livre, apenas poderá voltar ao mercado regulado após notificar a sua distribuidora local com no mínimo cinco anos de antecedência, ficando estabelecido que a distribuidora poderá reduzir este prazo a seu exclusivo critério. Este prazo visa a assegurar que, se necessário, o distribuidor possa comprar energia adicional a fim de suprir o reingresso dos Consumidores Livres no mercado regulado. Adicionalmente, as distribuidoras poderão também reduzir o seu montante de energia adquirida, de acordo com o volume de energia que elas não mais distribuirão aos consumidores livres. As geradoras estatais podem vender energia a Consumidores Livres, mas de maneira diversa do que ocorre com geradoras privadas, estão compelidas a realizar a venda por meio de leilão.

Restrição às Atividades das Distribuidoras

As distribuidoras do Sistema Interligado Nacional, ou SIN, ou da Rede Brasileira, não podem (1) desenvolver atividades relacionadas à geração ou transmissão de energia, (2) vender energia a Consumidores Livres, exceto para aqueles localizados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas praticadas com seus consumidores cativos no ACR, (3) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra companhia, exceto participação em companhias criadas para captação,

investimento e gerenciamento dos recursos necessários à distribuidora ou suas controladas, controladoras ou companhias ou sob controle comum, parceria ou (4) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, ressalvadas aquelas previstas em lei ou no contrato de concessão pertinente.

Contratos firmados antes da Promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico prevê que os contratos firmados por distribuidoras e aprovados pela Aneel antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não serão aditados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos ou modificação dos preços ou volumes de energia já contratados.

Redução da Energia Contratada

O Decreto nº 5.163/04, que regula a comercialização de energia elétrica nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite que as companhias de distribuição reduzam seus CCEARs: (1) para compensar a saída de Consumidores Potencialmente Livres do mercado regulado, de acordo com declaração específica entregue ao MME, (2) em até 4,0% ao ano do volume inicial contratado, em razão de desvios nas estimativas de projeções de mercado, a critério das companhias de distribuição, com início dois anos após a declaração inicial da demanda de energia e (3) na hipótese de aumento no volume de energia adquirido nos termos dos contratos firmados antes de 17 de março de 2004. Tal redução somente pode ser efetivada com relação às CCEARs de usinas existentes.

As circunstâncias nas quais ocorrerá redução da energia contratada serão devidamente especificadas nos CCEARs, ficando sua efetivação a critério exclusivo da distribuidora, em conformidade com as disposições descritas acima e com a regulamentação da Aneel.

Nos termos da regulamentação da Aneel, a redução da energia contratada nos CCEARs de energia existente deverá ser precedida do chamado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, ou MCSD, por meio do qual as distribuidoras que contrataram energia em excesso poderão ceder uma parte de seus CCEARs a distribuidoras que contrataram um volume menor de energia do que aquele necessário para atender a demanda de seus consumidores.

Limites de Repasse às Tarifas

O Novo Modelo do Setor Elétrico agora também limita o repasse de custos de energia elétrica aos consumidores finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços de energia nos leilões "A-5" e "A-3", calculada com relação a todas as companhias de distribuição e cria um incentivo para que as companhias de distribuição contratem suas demandas de energia previstas nos leilões "A-5", nos quais se espera que os preços sejam mais baixos do que nos leilões "A-3". O Valor Anual de Referência será aplicado nos primeiros três anos dos contratos de compra e venda de energia de novos projetos de geração. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia destes projetos poderão ser totalmente repassados. O decreto estabelece as seguintes limitações à capacidade das companhias de distribuição repassarem custos a consumidores:

- não haverá repasse de custos com compras de energia em volume superior a 103% da demanda regulatória;
- repasse limitado de custos para compras de energia efetuadas em um leilão "A-3", caso o volume da energia adquirido seja superior a 2,0% da demanda verificada em leilões "A-5";
- repasse limitado de custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia elétrica, caso o volume recontratado por meio de CCEARs de empreendimentos de geração existentes seja inferior ao "Limite de Contratação" definido pelo Decreto nº 5.163;
- as compras de energia elétrica de empreendimentos existentes no leilão "A-1" estão limitadas a 0,5% da demanda da distribuidora e compras frustradas em leilões "A-1" anteriores e exposição involuntária à demanda de consumidores cativos, mais a "substituição", definida como o valor da energia necessária para restituir a energia dos contratos de compra de energia que expiraram no ano corrente ("A-1"), de acordo com a Resolução 450/2011 da Aneel. Caso a energia adquirida no leilão "A-1" exceda o limite, o repasse de custos da parcela excedente a consumidores finais ficará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia elétrica originada de empreendimentos de geração existentes. O MME estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia elétrica gerada por projetos existentes;
- as compras de energia nos leilões de ajuste de mercado são limitadas a 1,0% da demanda total da distribuidora (exceto para os anos de 2008 e 2009, para os quais o limite era de 5%), e o repasse de custos é limitado ao Valor Anual de Referência; e

- caso as distribuidoras não cumpram a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será equivalente ao PLD ou ao Valor Anual de Referência, o que for menor.

Racionamento nos Termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, nos casos em que o Governo Federal decretar redução compulsória do consumo de energia em certa região, todos os contratos de quantidade de energia do mercado regulado registrados na CCEE em que a compradora estiver localizada terão seus volumes ajustados na mesma proporção da redução do consumo.

Tarifas

As tarifas de energia elétrica no Brasil são determinadas pela Aneel, que tem competência para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições previstas nos contratos de concessão pertinentes. Cada contrato de concessão de companhia de distribuição prevê um reajuste anual das tarifas. De modo geral, os custos da Parcela A são repassados integralmente para os consumidores. Os custos da Parcela A são a parcela da fórmula de cálculo da tarifa regular que prevê a recuperação de certos custos que não estão sob o controle da companhia de distribuição. Os custos da Parcela B, que são custos sob controle das distribuidoras, são corrigidos pela inflação em conformidade com o Índice Geral de Preços do Mercado, ou IGP-M. O reajuste tarifário médio anual inclui componentes como a variação interanual de custos fixos da Parcela A (CVA) e outros ajustes financeiros, os quais compensam as mudanças nos custos da companhia que não foram previamente tomadas no cálculo da tarifa por nós cobrada no ano anterior. Tendo em vista que esta variação interanual é para reembolsar mudanças nos custos que ocorreram no ano anterior, ela não deveria fazer parte do reajuste anual do ano seguinte.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica também têm direito a revisões periódicas. Nossos contratos de concessão estabelecem um período de cinco anos entre as revisões periódicas. Essas revisões visam a (i) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos classificados como essenciais aos serviços, dentro do escopo da concessão de cada companhia, e (ii) determinar o fator X, que é calculado tomando por base os ganhos médios de produtividade decorrentes de aumentos de escala e os custos trabalhistas. Há um outro fator, o Fator XQ, que pune ou recompensa a distribuidora conforme a qualidade do serviço prestado. O último componente do Fator X, chamado Fator Xt, tem como objetivo reduzir ou aumentar os custos regulatórios operacionais durante o período de cinco anos entre as revisões tarifárias, para alcançar o nível definido para o ano que antecede o ciclo de revisões.

Em 2011, a Aneel finalizou a Audiência Pública 040/2010, que tratou da metodologia da terceira revisão periódica. Para calcular a taxa de retorno a Aneel utiliza a metodologia de Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), o que resultou em uma taxa de 7,50% após os impostos em comparação à taxa de 11,25% aplicada no último ciclo.

A Aneel também decidiu mudar a metodologia utilizada para calcular o Fator X da metodologia de fluxo de caixa descontado para o método de Produtividade dos Fatores Totais (PTF), que consiste em definir os possíveis ganhos de produtividade para cada companhia com base nos ganhos médios de produtividade. Espera-se que isso irá resultar no aumento do Fator X. Essas mudanças de metodologia terão efeito em 2013.

A Aneel editou, ainda, regulamentos que regem o acesso às instalações de distribuição e transmissão e estabelece a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, ou TUSD, e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, ou TUST. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e Consumidores Livres para o uso do sistema elétrico interligado são revisadas anualmente. A revisão da TUST leva em consideração as receitas que são permitidas às concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para informações pormenorizadas sobre a estrutura tarifária no Brasil, Veja a seção "– O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão".

Aquisição de Terrenos

As concessões outorgadas à nossa Companhia pelo Governo não incluem a outorga da propriedade do terreno onde as usinas estão localizadas. As concessionárias de energia elétrica no Brasil, em geral, têm de negociar com cada um dos proprietários da terra para obter o terreno necessário. No entanto, caso a concessionária não consiga obter o terreno necessário dessa forma, tal terreno poderá ser desapropriado para uso da concessionária mediante legislação específica. Nos casos de desapropriação governamental, as concessionárias poderão ser compelidas a participar de negociações relacionadas ao valor da indenização dos proprietários e ao reassentamento das comunidades em outras áreas. Tomamos todas as medidas para negociarmos com as comunidades antes de recorrermos ao poder judiciário.

Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro

O sistema brasileiro de geração e transmissão de energia elétrica é um sistema hidrelétrico e termelétrico de larga escala, composto predominantemente por usinas hidrelétricas detidas por diversos proprietários. A Rede Brasileira é formada por companhias das regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte da região norte do Brasil. Aproximadamente 2% da capacidade

de geração de energia do Brasil estão alocados fora da Rede Brasileira, em pequenos sistemas isolados localizados, em sua maioria, na região Amazônica. Os abundantes recursos hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios. Estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica próxima de 244.976 MW, dos quais apenas 35,4% foram aproveitados ou estão sendo construídos de acordo com estudos da Eletrobrás consolidados em dezembro de 2012.

O Brasil possui uma capacidade instalada no sistema de energia interligado de 109,416GW em dezembro de 2012, da qual aproximadamente 76,3% é hidrelétrica, de acordo com o Plano de Operação para 2013 do ONS. Essa capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de Itaipu – um total de 14.000MW detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai. No Brasil, há aproximadamente 61.000 milhas de linhas de transmissão com tensões iguais ou superiores a 230 kV.

Aproximadamente 36% da capacidade de geração instalada e 56% das linhas de transmissão de alta tensão do Brasil são operadas pela Eletrobrás, sociedade controlada pelo Governo Federal. A Eletrobrás tem historicamente sido responsável pela implementação de programas de política energética, de preservação e gerenciamento ambiental. As redes de transmissão de alta tensão restantes são detidas por companhias elétricas estatais ou locais. A atividade de distribuição é conduzida por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais que foram, em sua maioria, privatizadas pelo Governo Federal ou por governos estaduais.

Histórico

A Constituição Brasileira prevê que o desenvolvimento, a exploração e comercialização de energia poderão ser realizados diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Desde 1995, o Governo Federal tomou diversas medidas para reestruturar o setor elétrico. De modo geral, essas medidas visavam ao aumento do papel do investimento privado e a eliminação das restrições a investimentos estrangeiros, para, desta forma, ampliar a concorrência no setor energético.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- A Constituição Brasileira foi alterada por uma emenda em 1995 para autorizar investimentos estrangeiros no setor de geração de energia. Antes desta emenda, todas as concessões de geração eram detidas por pessoas físicas brasileiras ou pessoas jurídicas controladas por pessoas físicas brasileiras ou pelo Governo Federal ou governos estaduais.

- O Governo Federal promulgou a Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, a Lei de Concessões, e a Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995, a Lei de Concessão de Energia Elétrica, que juntas:

    - exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública;

    - gradualmente permitiram que certos consumidores de energia elétrica com demanda significativa (em geral superior a 3 MW), designados Consumidores Livres, adquirissem energia diretamente de fornecedores detentores de concessão, permissão ou autorização;

    - previram a criação de companhias de geração, ou Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, toda ou parte, a sua energia a Consumidores Livres, concessionárias de distribuição e agentes que comercializam energia, dentre outros;

    - concederam aos Consumidores Livres e aos fornecedores de energia elétrica pleno acesso a todos as redes de distribuição e transmissão; e

    - eliminaram a necessidade de outorga de concessão para a construção e operação de projetos de energia com capacidade entre 1MW a 30MW, ou "Pequenas Centrais Hidrelétricas", alterada pela Lei nº 11.943 de 28 de maio de 2009, a qual aumentou o limite de 30MW para 50MW, seja para Pequenas Centrais Hidrelétricas ou não.

- A criação da Aneel e do CNPE, em 1997.

- Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei nº 9.648, ou Lei do Setor Elétrico, para reformar a estrutura básica do setor de energia. A Lei do Setor Elétrico previu o seguinte:

    - o estabelecimento de um órgão autorregulado, responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo, ou Mercado Atacadista de Energia, o qual substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento;

- a criação do ONS, uma entidade privada sem fins lucrativos responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema interligado nacional; e

- a instituição de leilões públicos para concessões relativas à construção e operação de usinas e de instalações de transmissão, sem prejuízo dos requisitos de participação em licitações exigidos pela Lei de Concessões e pela Lei de Concessão de Energia Elétrica.

- Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei nº 10.848, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor elétrico, tendo como principal objetivo o de propiciar aos consumidores garantia de fornecimento de energia, combinada com a razoabilidade tarifária. Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal publicou o Decreto nº 5.163, o qual disciplina a comercialização de energia, nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Incluem-se aí normas relativas a procedimentos de leilão, a forma dos contratos de compra e venda de energia e os métodos de repasse dos custos aos consumidores finais.

- Em 12 de setembro de 2012, o Governo Federal promulgou a MP 579, convertida na Lei nº 12.783, com o objetivo de reduzir tarifas de geração, transmissão e distribuição de energia e trazer encargos regulatórios no Mercado Brasileiro de Energia. MP 579 Altera as regras de revisão e prorrogação de certas concessões e implementa novas normas de licitação para certos serviços públicos, bem como em reajuste das tarifas e alterações da regulamentação referente à mobilidade dos participantes entre o ACR e o ACL e à alocação da energia ofertada em ambos os mercados.

Racionamento e Recomposição Tarifária Extraordinária

A ocorrência de níveis pluviométricos abaixo da média nos anos anteriores a 2001 resultou em baixos níveis dos reservatórios, bem como em baixa capacidade hidrelétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Um programa conhecido como o Programa de Racionamento de Energia, que durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002, foi planejado para solucionar o problema e estabelecer os níveis normais para os reservatórios. Em decorrência do encerramento das medidas de racionamento, o Governo Federal criou a Câmara de Gestão do Setor Elétrico, ou CGSE, como coordenadora das medidas de revitalização do setor elétrico. O Acordo Geral do Setor Elétrico foi criado para fornecer uma compensação pelos prejuízos relacionados ao racionamento em que companhias de geração e distribuição no Brasil incorreram, e para restaurar o equilíbrio econômico dos contratos de concessão. Um reajuste tarifário extraordinário, ou RTE, aplicável aos consumidores finais, compensaria tanto as geradoras quanto as distribuidoras pelos prejuízos relacionados ao racionamento. A RTE também cobre prejuízos financeiros decorrentes dos custos que estão fora do controle da distribuidora, denominados custos da Parcela A, de janeiro de 2001 a outubro de 2001, bem como os prejuízos das geradoras incorridos em decorrência do pagamento dos custos de energia livre acima do preço médio dos Contratos Iniciais.

O BNDES criou um programa especial para financiar 90% dos valores passíveis de recuperação por meio da RTE. Os empréstimos são amortizados ao longo do período de cobrança do aumento tarifário.

Em abril de 2003, o Governo Federal, temendo que os aumentos tarifários pudessem contribuir para uma inflação generalizada no Brasil, decidiu atrasar o aumento das tarifas a que as companhias de distribuição faziam jus, nos termos das resoluções da Aneel para recuperar a variação interanual dos custos da Parcela A.

Concessões

As companhias ou consórcios que desejarem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil devem requerer ao MME ou à Aneel, por delegação do MME, enquanto poder concedente, a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. As concessões outorgam direitos para gerar, transmitir ou distribuir eletricidade em uma área específica, por um prazo específico. Este prazo é usualmente de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Para a renovação das concessões existentes o período era normalmente de 20 anos para distribuição, 20-30 anos de transmissão, dependendo do contrato, e o período para geração dependia dos contratos. As concessões existentes, concedidas antes da publicação da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, podem ser renovadas por mais um período, a critério exclusivo do poder concedente. As concessões concedidas após a publicação da Lei nº 10.848 não podiam ser renovadas.

Porém, com a edição da MP 579, convertida na Lei nº 12.783, as concessões concedidas nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas uma única vez por um período de até 30 anos, a critério do poder outorgante, a partir de 12 de setembro de 2012.

Em 4 de dezembro de 2012, a Companhia assinou o segundo aditivo ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 006/1997, a qual prorrogou a concessão por 30 anos, nos termos da MP 579, a partir de 1º de janeiro de 2013. Porém, a Companhia optou por não solicitar uma prorrogação das concessões de geração com vencimento no período de 2013 a 2017. Em relação às usinas que teriam sua primeira prorrogação antes da edição da MP nº 579/2012, o que inclui as usinas de Jaguara, São

Simão e Miranda, nós acreditamos que o Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997 permite a prorrogação dessas concessões por mais 20 anos sem aplicação de qualquer restrição adicional. Com relação às demais usinas de geração cujo vencimento das concessões se dá no período de 2015 a 2017, o que inclui as usinas de Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Piau, Gafanhoto, Peti, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Sumidouro Anil, Poquim, Dona Rita e Volta Grande, nós optamos por não requerer prorrogação nos termos da referida MP.

A Lei de Concessões identifica, entre outras coisas, as condições que a concessionária deverá atender ao prestar serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá observar os regulamentos em vigor que regem o setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão resumidas a seguir:

Serviço Adequado — A concessionária deverá prestar serviço adequado para satisfazer, entre outros fatores, a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acessibilidade do serviço.

Servidões — A concessionária poderá utilizar terrenos públicos ou solicitar que o poder concedente declare de utilidade pública os imóveis privados, de forma a beneficiar a concessionária. Neste caso, a concessionária deverá indenizar os proprietários afetados.

Responsabilidade Objetiva — A concessionária tem responsabilidade objetiva por todos os danos decorrentes da execução dos seus serviços causados a consumidores, a terceiros ou ao poder concedente.

Mudanças no Controle Societário – O poder concedente deverá aprovar previamente qualquer alteração direta ou indireta no controle societário da concessionária.

Intervenção pelo Poder Concedente – O poder concedente poderá intervir na concessão, mediante decreto presidencial, para assegurar a prestação adequada dos serviços pela concessionária, bem como a plena observância por ela das disposições contratuais, regulatórias e legais aplicáveis, na hipótese de descumprimento por parte da concessionária. Dentro de 30 dias a contar da data do decreto, o representante do poder concedente deverá instaurar procedimento administrativo no qual a concessionária terá direito ao devido processo legal. Durante o andamento do procedimento administrativo, uma pessoa nomeada pelo decreto ficará responsável por dar continuidade à concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído dentro de 180 dias a contar da data do decreto, a intervenção será extinta e a concessão será devolvida à concessionária. A concessão também será devolvida à concessionária se o representante do poder concedente decidir não revogar a concessão e o prazo da concessão ainda não tiver expirado.

Extinção da concessão — O contrato de concessão poderá ser extinto por meio de encampação e/ou caducidade. A encampação constitui o término antecipado de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, devendo ser expressamente estabelecida por lei e fundada no interesse público. Subsequentemente à encampação, a concessionária terá direito de receber indenização, a qual poderá ou não ressarci-la adequadamente pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tiverem sido integralmente amortizados ou depreciados até o momento da encampação. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente após a Aneel ou o MME emitir decisão administrativa final no sentido de que a concessionária deixou de cumprir adequadamente suas obrigações previstas no contrato de concessão. A concessionária terá direito ao devido processo legal no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão, podendo recorrer aos tribunais. A concessionária terá direito de receber indenização pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer valores correspondentes a multas e perdas e danos devidos pela concessionária.

Advento do Termo Contratual — Quando do advento do termo contratual da concessão, todos os bens, direitos e prerrogativas que estiverem substancialmente relacionados à prestação dos serviços de energia elétrica serão revertidos ao Governo Federal. Após o término do contrato, a concessionária tem o direito de receber indenização pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados até o momento do término contratual, líquido de obrigações especiais.

Penalidades — A Resolução nº 63 da Aneel, publicada em 12 de maio de 2004, e alterações posteriores, rege a imposição de sanções aos operadores do setor elétrico, define as condutas que configuram violação da lei e classifica as penalidades aplicáveis com base na natureza e gravidade da violação (incluindo advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de leilões para novas concessões, licenças ou autorizações e a caducidade). Dependendo da violação, as multas podem ser de até dois por cento do valor faturado pelas concessionárias no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. Algumas das infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do operador em solicitar aprovação da Aneel no caso de:

- Celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação;

- Venda ou cessão de bens ou receitas relacionados aos serviços prestados, bem como imposição de quaisquer ônus (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, caução, penhor e hipoteca) sobre eles ou quaisquer outros bens relacionados à concessão ou às receitas resultantes dos serviços elétricos; e

- Mudanças no controle societário do detentor da autorização ou concessão.

Principais Autoridades Regulatórias

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Em agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foi criado para assessorar o presidente no que tange ao desenvolvimento e criação de uma política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME e a maioria dos seus membros são funcionários do Governo Federal. O CNPE foi criado para otimizar o uso dos recursos energéticos brasileiros e para garantir o suprimento de energia ao país.

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o principal órgão regulador do Governo Federal, no que concerne ao setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, agindo principalmente por intermédio do MME, assumiu certos deveres que estavam anteriormente sob a responsabilidade da Aneel, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de diretrizes que regem os leilões para concessões atinentes a serviços públicos e bens públicos.

Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Aneel, uma agência reguladora federal independente. Após a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal função da Aneel é regular e fiscalizar o setor elétrico, de acordo com a política determinada pelo MME e responder a questões que sejam delegadas a ela pelo Governo Federal e pelo MME.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS foi criado em 1998 como entidade privada sem fins lucrativos, composta por Consumidores Livres e pelas companhias de energia que atuam no setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores de energia elétrica. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para nomear três diretores do ONS, inclusive o Diretor Geral. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no sistema interligado nacional, observadas a regulamentação e supervisão da Aneel.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Um dos principais papéis da CCEE é a condução dos leilões públicos no ambiente regulado, incluindo o leilão de energia nova e energia existente. Adicionalmente, a CCEE é responsável, dentre outras coisas, pelo (1) registro dos volumes de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, ou CCEAR e contratos resultantes do mercado livre, e (2) a contabilização e a liquidação das negociações de curto prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o preço da energia comercializada no mercado de curto prazo, conhecido como o Preço de Liquidação de Diferenças, ou PLD, leva em conta fatores similares àqueles com base nos quais o Mercado Atacadista de Energia costumava determinar tais preços, antes do advento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Dentre estes fatores, a variação do PLD está ligada principalmente ao equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia no mercado, assim como ao impacto que qualquer variação desse equilíbrio poderá ter sobre o uso otimizado dos recursos energéticos pelo ONS.

A CCEE é constituída de agentes de geração, distribuição e comercialização de energia e por consumidores livres, e seu conselho de administração é composto por quatro membros indicados por tais agentes e por um membro, o presidente, indicado pelo MME.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, companhia estatal responsável pela condução de pesquisas estratégicas sobre o setor energético, incluindo, dentre outros, a energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes de energia renováveis. A EPE é responsável (i) pelo estudo de projeções da matriz energética brasileira, (ii) pela preparação e publicação do balanço energético nacional, (iii) pela identificação e quantificação das fontes de energia e (iv) pela obtenção das licenças ambientais necessárias para as novas concessionárias de geração. As pesquisas

realizadas pela EPE serão utilizadas para subsidiar o MME na formulação de políticas para o setor energético nacional. A EPE é também responsável pela aprovação da qualificação técnica de novos projetos de energia a serem incluídos nos leilões.

Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE

O Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, criou o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico, ou CMSE, que atua sob a orientação do MME. O CMSE é responsável por monitorar e avaliar permanentemente a continuidade e segurança das condições de suprimento de energia elétrica e pela indicação das medidas necessárias para solucionar os problemas identificados.

Restrições à Concentração

Em 10 de novembro de 2009, a Aneel emitiu a Resolução nº 378, que determinou que a Aneel, ao identificar um ato que possa causar competição desleal ou resultar em controle relevante do mercado, deverá notificar a Secretaria de Direito Econômico ("SDE") do Ministério da Justiça, de acordo com o artigo 54 da Lei nº 8.884, de 11 de junho de 1994. Após a notificação, a SDE deverá notificar o CADE. Em 30 de novembro de 2011, a Lei nº 8.884 foi revogada e substituída pela Lei nº 12.529. Essa nova lei extinguiu a SDE e a substituiu pela Superintendência Geral. Se necessário, a Superintendência Geral solicitará à Aneel que analise os atos supracitados. O CADE decidirá se deverá ser aplicada uma punição pela prática de tais atos, que podem variar de multas pecuniárias à cisão da companhia, conforme disposto nos artigos 37 e 45 da lei mencionada acima.

Incentivos às Fontes Alternativas de Energia

Em 2000, um Decreto Federal criou o Programa Prioritário de Termeletricidade, ou PPT, com vistas a diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência de usinas hidrelétricas.

Em 2002, foi instituído o Proinfa pelo Governo Federal para criar certos incentivos ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas e projetos de biomassa.

A Lei nº 9.427/96, conforme alterada pela Lei nº 10.762/03, estabeleceu, ainda, que as usinas hidrelétricas com uma capacidade instalada igual ou inferior a 1 MW, usinas de geração classificadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas, e as que utilizam fontes solares, eólicas, de biomassa ou de cogeração, com uma capacidade instalada igual ou inferior a 30 MW, utilizadas para produção independente ou autoprodução, terão direito a desconto de até 50% nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, cobradas sobre a produção e consumo da energia vendida. Este dispositivo legal foi regulamentado pela Aneel por meio de suas Resoluções 077/2004, 247/2006 e 271/2007.

Adicionalmente, o governo promoveu dois leilões para geração de energia alternativa e quatro leilões regulamentados de reserva, nos quais as usinas com permissão para venda de energia nos termos desses leilões são projetos de energia eólica, SHP ou de biomassa.

Encargos Regulatórios

Reserva Geral de Reversão e Fundo de Uso de Bem Público – RGR e UBP

Em certas circunstâncias, as companhias de energia são indenizadas por bens utilizados na concessão se essa for revogada ou não for renovada. Em 1971, o Congresso Nacional criou a Reserva Global de Reversão, ou RGR, destinada a prover recursos para esta indenização. Em fevereiro de 1999, a Aneel revisou a imposição de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras e certas geradoras que operam sob regime de serviço público efetuem contribuições mensais à RGR a uma taxa anual correspondente a 2,5% dos ativos imobilizados da companhia em operação, mas nunca superior a 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer ano. Recentemente, a RGR foi utilizada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição.

O Governo Federal impôs taxa aos PIEs que fazem uso de recursos hidrológicos, ressalvadas as Pequenas Centrais Hidrelétricas e as geradoras sob regime de serviços públicos, similar à taxa cobrada de companhias do setor público no que tange à RGR. Os PIEs são obrigados a efetuar contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público, ou UBP, de acordo com as normas de cada leilão para a outorga de concessões. A Eletrobrás recebeu os pagamentos do UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 são efetuados diretamente ao Governo Federal.

Desde janeiro de 2013, a Reserva Global de Reversão não é cobrada: (i) de distribuidoras; (ii) de serviços de transmissão e geração cujas concessões tenham sido prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783; e (iii) de serviços de transmissão cujo processo de licitação tenha sido iniciado a partir de 12 de setembro de 2012.

Conta de Consumo de Combustível – CCC

A Conta de Consumo de Combustível (CCC) foi criada em 1973 para gerar reservas financeiras para cobrir a elevação de custos associada ao uso das usinas termelétricas, especialmente na região norte do Brasil, em função do fato de os custos operacionais das usinas termelétricas serem superiores aos das usinas hidrelétricas. Cada companhia de energia é obrigada a efetuar contribuição anual à CCC. As contribuições anuais eram calculadas com base em estimativas do custo do combustível necessário para as usinas termelétricas no ano seguinte. A CCC, por sua vez, era utilizada para reembolsar as companhias de energia por parcela substancial dos custos de combustível de suas usinas termelétricas. A CCC era administrada pela Eletrobrás.

Desde janeiro de 2013, a Conta de Consumo de Combustível não é cobrada de nenhuma espécie de serviço e/ou participante, em virtude do disposto na Lei nº 12.783.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos

Com exceção das Pequenas Centrais Hidrelétricas, todas as usinas hidrelétricas no Brasil devem pagar taxas aos estados e municípios brasileiros em função do uso de recursos hídricos. Esses valores são calculados com base no volume de energia gerado por cada usina e são pagos aos estados e municípios em que a usina ou o reservatório da usina estiver localizado.

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Em 2002, o Governo Federal instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é provida de recursos por meio de pagamentos anuais efetuados pelas concessionárias pelo uso de bens públicos, penalidades e multas impostas pela Aneel e, desde 2003, taxas anuais a serem pagas por agentes que fornecem energia a consumidores finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas pelo uso do sistema de transmissão e distribuição. Essas taxas são reajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte (1) ao desenvolvimento da produção em todo o país, (2) à produção de energia por meio de fontes alternativas e (3) à universalização dos serviços de energia em todo o Brasil e (4) com a promulgação da Lei nº 12.783, para neutralizar o efeito do não cumprimento pelas concessionárias, da Lei nº 12.783 a fim de assegurar a diminuição das tarifas de energia elétrica. A CDE ficará em vigor pelo prazo de 25 anos e será administrada pela Eletrobrás.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a omissão em efetuar contribuição à RGR, ao Proinfa, à CDE, à CCC ou a omissão em efetuar pagamentos devidos em virtude da compra de energia no ambiente regulado impedirá a parte inadimplente de receber reajuste tarifário (ressalvada a revisão extraordinária) ou de receber recursos decorrentes da RGR ou da CDE.

Taxa de Fiscalização da Aneel

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE, é uma taxa anual cobrada pela Aneel para cobrir as suas despesas administrativas e operacionais. A taxa é calculada com base no tipo de serviço prestado (incluindo produção independente), sendo proporcional ao tamanho da concessão, permissão ou autorização. A TFSEE está limitada a 0,4% do benefício econômico anual, considerando a capacidade instalada, auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada, devendo ser paga diretamente à Aneel em 12 parcelas mensais.

Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE, procura mitigar os riscos envolvidos na geração de energia hidrelétrica, determinando que os hidro geradores compartilhem os riscos hidrológicos da rede Brasileira. De acordo com a legislação brasileira, a receita decorrente da venda de energia por geradoras não depende do volume de energia de fato gerado por elas, mas da Energia Garantida ou Energia Assegurada de cada usina. A Energia Garantida ou Assegurada é determinada em cada contrato de concessão.

Qualquer desequilíbrio entre a energia efetivamente gerada e a Energia Assegurada é coberto pelo MRE. Em outras palavras, o MRE realocou a energia, transferindo a energia excedente daqueles cuja geração superou sua Energia Assegurada para aqueles que geraram menos do que sua Energia Assegurada. O volume de eletricidade efetivamente gerado pela usina, sendo maior ou menor do que a Energia Assegurada é avaliado de acordo com a "Tarifa de Otimização de Energia", que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada em uma base mensal por cada gerador.

Embora o MRE seja eficiente para a mitigação dos riscos individuais de usinas hidroelétricas localizadas na bacia de um rio com condições hidrológicas adversas, o MRE não reduz os riscos nos casos em que os níveis muito baixos afetam o Sistema Interligado Nacional, ou SIN, como um todo ou em diversas regiões. Em situações extremas, mesmo com o MRE, a geração de todo o Sistema não atingirá o nível de Energia Garantida e os geradores poderão ser expostos ao mercado à vista. Nesse caso, a escassez dos recursos hidrelétricos será compensada pelo maior uso da energia térmica e os preços à vista serão maiores.

Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A Aneel fiscaliza as regulamentações de tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece tarifas (i) de uso do sistema de distribuição local, ou Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, ou TUSD; e (ii) de uso do sistema de transmissão interligado, ou Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, ou TUST. Além disso, as companhias de distribuição do sistema interligado Sul, Sudeste e Centro-oeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada em Itaipu. O aumento das tarifas e encargos de transmissão pagos por concessionárias de distribuição é repassado a seus respectivos consumidores por meio de Reajustes Tarifários Anuais. Todas essas tarifas são estabelecidas pela Aneel. Segue abaixo sumário de cada tarifa ou encargo:

TUSD

A TUSD é paga por companhias de geração e consumidores pelo uso do sistema de distribuição a que estão conectados. É ajustada anualmente de acordo com o índice de inflação e a variação dos custos para transmissão de energia elétrica e encargos regulatórios.

TUST

A TUST é paga pelas companhias de geração e Consumidores Livres pelo uso da rede básica de transmissão a que estão ligados. É reajustada anualmente de acordo com o índice de inflação e a receita anual das companhias de transmissão. De acordo com os critérios estabelecidos pela Aneel, aos proprietários de diferentes trechos da rede de transmissão foi requerida a transferência da coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários da rede de transmissão.

Distribuição

As tarifas de distribuição estão sujeitas à revisão da Aneel, que tem poderes para reajustar e revisar as tarifas em resposta a alterações dos custos de aquisição de energia e das condições de mercado. Ao reajustar as tarifas de distribuição, a Aneel divide os custos das companhias de distribuição em (1) custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela A e (2) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B. O reajuste de tarifas toma por base uma fórmula que leva em conta a divisão de custos entre as duas categorias.

Os custos da Parcela A incluem, dentre outros, os seguintes:

- Taxas Regulamentares (RGR, CCC, CDE, TFSEE e Proinfa);
- Os custos da eletricidade comprada para revenda (CCEARs, Energia de Itaipu e contratos bilaterais); e
- Taxas de transmissão (TUST, TUSD, Transporte de Eletricidade de Itaipu, Uso das Instalações de Conexão e ONS).

Os custos da Parcela B são aqueles que estão sob nosso controle e incluem:

- retorno de investimentos;
- tributos;
- inadimplemento normativo;
- custos de depreciação; e
- custos de operação do sistema de distribuição.

De modo geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos consumidores. Os custos da Parcela B, contudo, são corrigidos monetariamente em conformidade com o Índice Geral de Preços do Mercado ou IGP-M, ajustados por um Fator X. As concessionárias de distribuição de energia elétrica, nos termos de seus contratos de concessão, fazem jus também à revisão periódica. Essas revisões visam a (1) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos considerados essenciais aos serviços dentro do escopo de cada concessão da companhia e (2) determinar o fator X.

O fator X é utilizado para reajustar a proporção da alteração do IGP-M, utilizado nos reajustes anuais e para compartilhar os ganhos de produtividade da companhia com os consumidores finais.

Adicionalmente, as concessionárias de distribuição de energia têm direito à revisão extraordinária de tarifas, determinada caso a caso, para assegurar seu equilíbrio financeiro e compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos, que alterem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Item 4A.Comentários não resolvidos do *staff*

Não aplicável.

Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

As informações contidas nesta seção deverão ser lidas em conjunto com nossas demonstrações financeiras contidas em outras partes do presente relatório anual. A explanação a seguir baseia-se em nossas demonstrações financeiras, elaboradas em conformidade com o IFRS e apresentadas em reais.

Declaração de Conformidade

Nossas demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade ("IFRS"), conforme emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB).

Bases de mensuração

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens da demonstração da posição financeira:

- Os instrumentos financeiros e instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo;
- os instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado;
- os ativos financeiros mantidos para negociação mensurados pelo valor justo;
- os ativos financeiros da concessão mensurados pelo valor novo de reposição (VNR), equivalente ao valor justo.

As demonstrações financeiras consolidadas são apresentadas em reais, que é a moeda funcional da Companhia.

Estimativas Contábeis Críticas

A seguinte descrição refere-se s áreas que requerem maior julgamento ou envolvem maior grau de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira e resultados das operações. As estimativas contábeis que fazemos nesse contexto requerem que façamos assunções sobre assuntos que são altamente incertos.

A descrição inclui apenas as estimativas que consideramos mais importantes, baseado no grau de incerteza ou a probabilidade de impacto material caso fosse usada outra estimativa. Há diversas outras áreas em que foram usadas estimativas sobre assunto incertos, mas o efeito resultante razoável da alteração da estimativa ou uso de estimativa diferente não é material para nossa apresentação financeira. Para informações detalhadas nossas Políticas e Estimativas Críticas Contábeis, veja a Nota 2 das nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas de 31 de dezembro de 2012.

Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa

Nós constituímos provisões para créditos de liquidação duvidosa no montante que estimamos ser suficiente para cobrir as perdas previsíveis atualmente, conforme segue: (i) para consumidores com débitos materiais, é feita uma análise individual do saldo, considerando o histórico de inadimplemento, negociações em progresso e a existência de garantias reais; (ii) para outros consumidores, os débitos que estiverem em atraso por mais de 90 dias para consumidores residenciais, ou mais de 180 dias para consumidores comerciais, ou mais de 360 dias para outros tipos de consumidores, são 100% provisionados. Estes critérios são os mesmos estabelecidos pela Aneel.

Nós monitoramos continuamente as cobranças e pagamentos de consumidores e revemos e refinamos o processo de estimativa. Uma alteração futura em nossas estimativas poderia resultar em um aumento na provisão para créditos de liquidação duvidosa, o que poderia causar um efeito material adverso nos nossos resultados operacionais e condição financeira.

Imposto de renda e contribuições sociais diferidos

Nós provisionamos o imposto de renda de acordo com o IFRS. O IFRS requer uma análise de ativos e responsabilidades na contabilização do imposto de renda atual e diferido. No mesmo sentido, os efeitos das diferenças entre a base tributária de ativos e responsabilidades e os montantes reconhecidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas foram tratadas como diferenças temporárias para os fins de provisionamento do imposto de renda diferido.

Analisamos regularmente nossos ativos fiscais diferidos para recuperação e estabelecemos uma provisão de avaliação, baseada nas receitas tributáveis históricas, receitas tributárias futuras projetadas, e o prazo esperado para reversão das diferenças temporárias. Caso não consigamos gerar receita tributária futura suficiente, ou se houver alguma mudança material nas alíquotas efetivas ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornarão tributáveis ou dedutíveis, poderemos ser obrigados a estabelecer uma provisão de avaliação para todos ou uma parte significativa de nossos ativos fiscais diferidos, resultando em um aumento substancial de nossa alíquota efetiva de imposto e um impacto material adverso sobre nossos resultados operacionais.

Depreciação e Amortização

Depreciação e Amortização são calculadas usando-se o método linear, a taxas anuais baseadas na estimativa da vida útil dos ativos, nos termos dos regulamentos da Aneel e práticas de mercado no Brasil.

O tratamento contábil para amortização de ativos intangíveis depende da natureza do ativo intangível. Os ativos intangíveis relacionados a um contrato de concessão de serviços, líquidos de valor residual, são amortizados de acordo com o IFRIC 12 em uma base linear durante o período de concessão estipulado no contrato de concessão. Outros ativos intangíveis são amortizados numa base linear ao longo da vida econômica útil estimada dos ativos, em conformidade com as taxas de amortização estabelecidas pela Aneel.

Na medida em que as vidas reais diferirem dessas estimativas, haveria um impacto sobre o valor da depreciação e amortização acumulado em nossas demonstrações financeiras consolidadas. Uma diminuição significativa na estimativa da vida útil de uma quantia material de propriedade, instalações e equipamentos, bens intangíveis, ou nos bens do consórcio do projeto de geração de energia elétrica no qual somos parceiros, poderia ter um impacto material adverso sobre nossos resultados operacionais no período em que a estimativa é revista e em períodos subsequentes.

Benefícios de Funcionários Pós-Aposentadoria

Patrocinamos um plano de pensão de benefícios definidos e um plano de pensão de contribuição definida, cobrindo substancialmente todos os nossos funcionários. Nossa controlada em conjunto, Light, também patrocina os mesmos planos de pensão.

A determinação do valor de nossas obrigações para pensão e outros benefícios pós-aposentadoria depende de determinados pressupostos atuariais. Essas premissas estão descritas na Nota 21 às nossas demonstrações financeiras consolidadas e incluem, entre outros, a taxa de longo prazo de retorno esperada dos ativos do plano e aumentos de salários e custos de saúde. Embora acreditemos que nossas premissas são adequadas, diferenças significativas nos resultados reais ou mudanças significativas em nossas premissas podem afetar substancialmente a pensão e outras obrigações pós-aposentadoria.

Provisões para Contingências

Somos parte em alguns processos judiciais no Brasil que surgem no curso normal dos negócios, relacionados a assuntos fiscais, trabalhistas, cíveis e outros.

Essas provisões são estimadas com base na experiência histórica, a natureza dos créditos, bem como o estado atual das reivindicações. A contabilização de contingências requer julgamento significativo por parte da administração, relativo às probabilidades estimadas e intervalos de exposição a responsabilidade potencial. A avaliação da administração de nossa exposição a contingências pode mudar à medida que novos desenvolvimentos ocorram ou mais informação se torne disponível. O resultado das contingências pode variar significativamente e pode materialmente afetar nossos resultados consolidados das operações, fluxos de caixa e posição financeira.

Fornecimento de eletricidade não faturado

O fornecimento varejista de energia elétrica não faturada, no período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior e é acumulada para o final do mês. Embora acreditemos que nossas provisões são adequadas, diferenças significativas nos resultados reais ou mudanças significativas em nossas premissas podem afetar materialmente nossos recebíveis consumidores.

Instrumentos Derivativos

A contabilização de operações com derivativos nos obriga a realizar julgamentos para calcular valores justos de mercado, que são usados como base para o reconhecimento dos instrumentos financeiros derivativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas. Esta medição pode depender do uso de estimativas, como taxas de juros de longo prazo, moedas estrangeiras e índices de inflação, e torna-se cada vez mais complexo quando o instrumento a ser avaliado não tem contrapartes com características semelhantes negociados em um mercado ativo. Para informações mais detalhadas sobre Instrumentos Financeiros Derivativos, veja a Nota 28 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2012.

Pronunciamentos Recentes sobre IFRS

Será requerida da Companhia a adoção de certas normas de contabilidades IFRS revisadas, com início em 1 de Janeiro de 2013. As novas normas IFRS que a Companhia acredita serem aplicáveis à suas operações são descritas com mais detalhes abaixo: O IFRS 9 é aplicável para os períodos anuais com início em ou após o dia 1º de janeiro de 2015.

IFRS 9 – Instrumentos Financeiros:

IFRS 9 – Instrumentos financeiros, publicada em novembro de 2009 e alterada em outubro de 2010, introduz novas exigências de classificação, mensuração e baixa de ativos e passivos financeiros.

A IFRS 9 estabelece que todos os ativos financeiros reconhecidos dentro do escopo da IAS 39 - *Instrumentos financeiros: Reconhecimento e mensuração* (equivalente ao CPC 38) devem ser posteriormente mensurados pelo custo amortizado ou pelo valor justo.

O feito mais significativo da IFRS 9 refere-se à contabilização das alterações do valor justo de um passivo financeiro (designado pelo valor justo no resultado) atribuíveis a alterações do risco de crédito desse passivo. Especificamente, nos termos da IFRS 9, em relação a passivos financeiros reconhecidos pelo valor justo no resultado, o valor da alteração do justo valor do passivo financeiro atribuível a alterações do risco de crédito desse passivo é reconhecido em "Outros resultados abrangentes", salvo se o reconhecimento dos efeitos da alteração do risco de crédito do passivo em "Outros componentes dos resultados abrangentes" resultar em ou aumentar o descasamento contábil na conta de resultado. As variações do valor justo atribuíveis ao risco de crédito de um passivo financeiro não são reclassificadas na conta de resultado. Anteriormente, no regime da IAS 39 e do CPC 38, o valor total da variação do valor justo do ativo financeiro reconhecido pelo valor justo no resultado era reconhecido na conta de resultado.

A nossa Administração espera que adoção da IFRS 9 tenha um efeito significativo sobre os saldos apresentados em relação aos nossos ativos e passivos financeiros (por exemplo, os ativos financeiros da concessão classificados atualmente como investimentos disponíveis para venda serão mensurados pelo valor justo no fim dos períodos de relatório subsequentes, e as alterações do valor justo serão reconhecidas no resultado). Porém, não é possível fornecer uma estimativa razoável desse efeito enquanto não for conduzida uma análise detalhada.

Consolidação, acordos de participação, afiliadas e divulgações relacionadas

Em maio de 2011, foram publicadas cinco novas normas sobre consolidação, acordos de participação, afiliadas e divulgações, incluindo a IFRS 10, a IFRS 11, a IAS 27 (revisada em 2011) e a IAS 28 (revisada em 2011). Estas cinco normas, juntamente com as respectivas mudanças relacionadas às normas para transição, são aplicáveis para períodos anuais a partir de 1 de Janeiro de 2013.

As principais exigências dessas cinco normas são:

A IFRS 10 substituiu as partes da IAS 27 – Demonstrações financeiras consolidadas e individuais – referentes a demonstrações financeiras consolidadas. A SIC-12 – *Consolidação: Sociedades de Propósito Especial* – será revogada quando aplicada a IFRS 10. Nos termos da IFRS 10, existe somente uma base de consolidação, isto é, o controle. Além disso, a IFRS 10 incluirá uma nova definição de controle, contendo três elementos: (a) poder sobre a sociedade investida; (b) exposição ou direitos a retornos variáveis decorrentes da participação na sociedade investida; e (c) capacidade de utilizar esse poder sobre a sociedade investida para realizar o valor dos retornos para o investidor.

A IFRS 11 substituiu a IAS 31 – *Participações em* joint ventures. A IFRS 11 trata das possibilidades de classificação de um contrato de participação no qual duas ou mais partes detenham controle conjunto. A SIC-13 – *Sociedades sob Controle Conjunto – Contribuições Não Monetárias dos Participantes* – será revogada quando a IFRS 11 for aplicável. Nos termos da IFRS 11, os acordos de participação são classificados como operações conjuntas ou *joint ventures*, dependendo dos direitos e obrigações das partes dos acordos. Além disso, nos termos da IFRS 11, as *joint ventures* devem ser contabilizadas pelo método da equivalência patrimonial, ao passo que subsidiárias podem ser contabilizadas pelo critério anterior da IAS 31, permitiam contabilização pelo método da equivalência patrimonial ou pelo método da consolidação proporcional.

A IFRS 12 é uma norma de divulgação aplicável a sociedades que mantenham participações em subsidiárias, acordos de participação, afiliadas e/ou sociedades estruturadas não consolidadas. Em geral, as exigências de divulgação nos termos da IFRS 12 são mais abrangentes do que as normas atuais.

A nossa Administração acredita que a aplicação dessas cinco normas terá um efeito significativo sobre os valores relatados nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Todas as sociedades sob nosso controle conjunto relacionadas na Nota 3 (c) as nossas demonstrações financeiras auditadas estão consolidadas proporcionalmente nessas demonstrações financeiras e se enquadram como *joint ventures* segundo as exigências da IFRS 11. Portanto, elas serão apresentadas a partir de 2013 pelo método da equivalência patrimonial.

Caso estas cinco normas sejam adotadas a partir de 31 de dezembro de 2012, as demonstrações financeiras consolidadas teriam os seguintes efeitos: (i) redução do total do ativo e do total do passivo em R$7.629.666; (ii) redução do Lucro operacional antes de Receitas (despesas) financeiras e impostos em R$1.212.689; e (iii) redução da receita líquida em R$3.850.380. O resultado do exercício e o Patrimônio líquido não seriam afetados pela adoção das novas normas.

IFRS 13 – Mensuração pelo valor justo

A IFRS 13 proporciona uma fonte uniforme de orientação para mensurações do valor justo e divulgação de mensurações do valor justo. A norma define valor justo, apresenta uma estrutura de mensuração do valor justo e exige divulgações das mensurações do valor justo. O escopo da IFRS 13 é abrangente, aplicando-se a itens de instrumentos financeiros e não financeiros, em relação aos quais outras normas IFRS exigem ou permitem mensurações do valor justo e divulgação de mensurações do valor justo, exceto em casos específicos. Por exemplo, as divulgações quantitativas e qualitativas baseadas na hierarquia em três níveis do valor justo exigida atualmente para instrumentos financeiros de acordo apenas com a IFRS 7 – *Instrumentos Financeiros – Divulgações* serão complementadas pela IFRS 13 de modo a incluir em seu escopo todos os ativos e passivos.

IFRS 13 é aplicável aos períodos anuais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013.

A nossa Administração prevê que a adoção dessa nova norma poderá afetar certos valores relatados nas nossas demonstrações financeiras e resultar em divulgações mais abrangentes em nossas demonstrações financeiras.

IAS 1- Apresentação das Demonstrações Financeiras

As alterações da IAS 1 permitem a apresentação da conta do resultado e a demonstração do resultado abrangente em uma única demonstração ou em duas demonstrações separadas e consecutivas. Porém, as alterações da IAS 1 exigem divulgações adicionais em Outros resultados abrangentes de modo que as rubricas dos Outros resultados abrangentes sejam agrupadas em duas categorias: (a) rubricas que não serão posteriormente reclassificadas na conta de resultado; e (b) rubricas que serão posteriormente reclassificadas na conta de resultado mediante certas condições. O imposto de renda incidente sobre as rubricas dos Outros resultados abrangentes será alocado da mesma forma.

As alterações da IAS 1 são aplicáveis aos períodos anuais iniciados a partir de 1º de julho de 2012. A apresentação das rubricas dos Outros resultados abrangentes serão devidamente modificadas conforme e quando as alterações forem adotadas em períodos contábeis futuros.

IFRS 7 e da IAS 32 – Compensação de Ativos Financeiros e Passivos Financeiros e divulgações relacionadas

As alterações da IAS 32 esclarecem certas questões de adoção existentes quanto às exigências de compensação de ativos e passivos financeiros. Especificamente, essas alterações esclarecem o significado das expressões "atualmente tenha o direito legal de compensar" e "realização e liquidação simultâneas".

As alterações da IFRS 7 exigem que as sociedades divulguem as informações sobre direitos de compensação e acordos relacionados (tais como exigências de garantias) referentes a instrumentos financeiros sujeitos a compensação ou contratos similares.

As alterações da IFRS 7 são aplicáveis aos períodos anuais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013 e aos períodos intercalares desses períodos anuais. As divulgações deverão ser feitas retroativamente para todos os períodos comparados. Porém, as alterações da IAS 32 não são aplicáveis aos períodos anuais iniciados antes de 1º de janeiro de 2014, exigindo-se adoção retroativa.

Nossa Administração acredita que a adoção dessas alterações da IAS 32 e da IFRS 7 poderão resultar em divulgações adicionais em relação à compensação de ativos e passivos financeiros no futuro.

IAS 19 – Benefícios a empregados

As alterações da IAS 19 modificam a contabilização dos planos de benefícios definidos e dos benefícios rescisórios. A alteração mais significativa se refere à contabilização das alterações das obrigações e ativos de benefício definido do plano no próprio exercício, com eliminação do "método do corredor" permitido pela versão anterior da IAS 19 e do reconhecimento antecipado do custo dos serviços passados. As alterações exigem que todos os ganhos e perdas atuariais sejam imediatamente reconhecidos via Outros resultados abrangentes de modo que os ativos ou passivos líquidos do plano de pensão sejam reconhecidos no Balanço patrimonial consolidado para refletir o valor integral do déficit ou superávit do plano. Adicionalmente, as despesas com juros e o retorno esperado dos ativos do plano utilizados na versão anterior da IAS 19 foram substituídos por um valor de "juros líquidos", calculado com base na taxa de desconto sobre os ativos ou passivos do benefício definido líquido.

O efeito decorrente da adoção das novas práticas contábeis de reconhecimento de obrigações atuariais com benefícios pós-emprego representarão uma redução do patrimônio líquido, em 1º de janeiro de 2013, no valor de R$497 milhões (R$106 milhões em 1º de janeiro de 2012. O impacto sobre a conta de resultado de 2013 decorrente) da revisão do Pronunciamento representará uma redução de R$18 milhões na despesa com benefícios pós-emprego em comparação com a despesa que seria reconhecida segundo a prática contábil anterior.

Esse efeito líquido representa diversos ajustes, incluindo o efeito do imposto de renda em: a) reconhecimento integral dos ganhos atuariais via Outros resultados abrangentes e redução do déficit líquido do fundo de pensão; b) redução imediata do custo dos serviços passados na conta de resultado e aumento do déficit líquido do fundo de pensão; e c) reversão da diferença entre o ganho resultante da taxa de retorno esperada dos ativos do plano de pensão e a taxa de desconto, via Resultados abrangentes.

Melhorias Anuais do Ciclo 2009–2011 (Maio de 2012)

As melhorias anuais do ciclo 2009–2011 das IFRS inclui diversas alterações de inúmeras normas IFRS. As alterações das IFRS são aplicáveis a períodos anuais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013 e incluem:

- Alterações da IAS 16 – *Ativo imobilizado*;
- Alterações da IAS 32 – *Instrumentos financeiros: apresentação*.

Alterações da IAS 16

As alterações da IAS 16 preveem que as peças sobressalentes, equipamentos e equipamentos de serviço devem ser classificados como ativo imobilizado, na medida em que estiverem de acordo com a definição de Imobilizado e Equipamentos da IAS 16, ou, do contrário, como estoques. A nossa Administração não definiu se as alterações da IAS 16 terão um efeito significativo sobre as nossas demonstrações contábeis.

Alterações da IAS 32

As alterações da IAS 32 dispõem que o imposto de renda referente a distribuições a detentores de instrumentos de capital e custos de operações patrimoniais deve ser contabilizado de acordo com a IAS 32 – Impostos sobre a renda. A nossa Administração acredita que as alterações da IAS 32 não terão um efeito significativo sobre as nossas demonstrações contábeis.

Principais Fatores que Afetam nossa Condição Financeira e nossos Resultados Operacionais

Análise de Vendas e Custo de Energia Elétrica Adquirida

As tarifas praticadas no Setor Elétrico Brasileiro, relacionadas às vendas das companhias de distribuição de energia para clientes cativos, são estabelecidas pela Aneel, a qual tem a autoridade para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições aplicáveis dos contratos de concessão. Veja a seção "Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas".

Cobramos dos consumidores cativos seu consumo efetivo de energia elétrica em cada período de faturamento de 30 dias, a tarifas especificadas. Certos consumidores industriais de grande porte são cobrados de acordo com a capacidade de energia elétrica que lhes é disponibilizada por nossa companhia de acordo com contratos firmados com tais consumidores, sendo as tarifas ajustadas de acordo com o consumo durante períodos de pico de demanda, bem como com as necessidades de capacidade que ultrapassarem o volume contratado.

Em geral, as tarifas da energia elétrica comprada por nossa Companhia são determinadas com referência à capacidade contratada, bem como aos volumes efetivamente usados.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

A tabela a seguir apresenta a tarifa média (em reais por Mwh) e volume (por Gwh) componentes da compra e venda de energia elétrica nos períodos indicados. O termo "tarifa média" se refere a receitas segundo a classe de consumidor, divididas pelos Mwh utilizados por essa classe. Por conseguinte, essas tarifas médias não refletem necessariamente tarifas e uso efetivos por parte de uma classe específica de consumidor final durante qualquer período em particular.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2012	**2011**	**2010**
Vendas de Energia elétrica:			
Tarifa média a consumidores finais (R$/MWh)			
Tarifa industrial	176,40	167,59	158,53
Tarifa residencial	540,61	507,52	485,98
Tarifa comercial	445,58	435,99	436,44
Tarifa rural	273,18	267,56	256,18
Tarifa de serviços públicos e outros	335,94	328,06	319,92
Total de vendas a consumidores finais (GWh)			
Consumidores industriais	25.969	26.029	24.826
Consumidores residenciais	11.518	10.742	9.944
Consumidores comerciais	7.950	6.985	6.227
Consumidores rurais	2.874	2.646	2.467
Serviços públicos e outros consumidores	4.358	4.001	3.664
Tarifa média (R$/Mwh)	316,15	296,71	280,49
Receita total (milhões de R$)	16.671	14.955	13.219
Vendas a distribuidores:			
Volume (GWh)	13.868	14.458	14.205
Tarifa média (R$/Mwh)	137,22	109,07	101,72
Receita total (milhões de R$) (1)	1.903	1.577	1.445

(1) Não inclui R$39 milhões, R$36 milhões e R$24 milhões relativos ao Programa Proinfa, durante 2012, 2011 e 2010, respectivamente.

Tarifas de distribuição

Nossos resultados operacionais foram significativamente afetados por flutuações dos níveis de tarifas que a Cemig Distribuição e a Light estão autorizadas a cobrar pela geração e distribuição de energia elétrica. O processo de fixação de tarifas no Brasil tem sido historicamente influenciado por tentativas do governo de controlar a inflação. Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada em 1995, e nos termos da renovação do contrato de concessão por nós assinado com a Aneel em 1997, houve alterações significativas no processo de fixação de tarifas.

Todos os anos, em abril, a Aneel emite uma resolução que estabelece a taxa média de reajuste anual para a Cemig Distribuição. Em 2010, essa taxa foi de 7,58%, em 2011, foi de 10,47% e, em 2012, foi de 5,24%.

Em Janeiro de 2013, o Governo Federal publicou a Lei n° 12.783, que removeu alguns impostos nas tarifas de eletricidade, reduzindo os preços da energia vendida pelo gerador que teve seus acordos de concessão renovados, bem como os preços para a transmissão de eletricidade. Em 24 de Janeiro, a Aneel estabeleceu novas tarifas para que as distribuidoras repassassem aos consumidores os impactos da referida lei. Este reajuste foi feito através de uma Revisão Tarifária Extraordinária, para todos os distribuidores. O ajuste tarifário representou para a Cemig uma redução de 22%. Entretanto, este ajuste não impactou em nossos rendimentos, pois são relativos apenas aos custos da Parcela A, que são os custos não gerenciáveis.

Em 8 de abril de 2013, a Aneel definiu um reajuste tarifário anual para a Cemig Distribuição de 2,99%. Os componentes desse aumento foram os seguintes: (i) aumento de 0,47% devido ao Índice de Reajuste Tarifário; (ii) redução de 1,03% devido à variação interanual de custos fixos; (iii) aumento de 1,45% relacionado ao adiantamento dos subsídios sobre as tarifas aplicáveis a certos consumidores e (iv) aumento de 0,11% devido a outros ajustes financeiros.

Os reajustes tarifários médios anuais da Cemig Distribuição de 2013, 2012, 2011 e 2010 e a revisão com seus respectivos componentes estão apresentados na tabela abaixo:

	2013	2012	2011	2010
Ajuste tarifário médio da taxa anual/periódica	2,99%	5,24%	10,47%	7,58%
Componentes				
Índice de ajuste tarifário	0,47%	2,90%	8,08%	3,41%
Variação interanual de custos fixos (CVA)	1,03%	-2,70%	-1,06%	-1,46%
Adiantamento dos subsídios sobre as taxas	1,45%	3,57%	5,03%	6,35%
Outros ajustes financeiros	0,11%	1,47%	-1,58%	-072%

Todos os anos, em novembro, a Aneel emite uma resolução que estabelece a taxa média de reajuste anual para a Light. Em 2010 esta taxa foi de 6,88% e em 2011 foi de 6,57%.

Em 6 de novembro de 2012 a Aneel definiu um reajuste tarifário anual para a Light de 10,77%. Os componentes deste aumento foram os seguintes: (i) um aumento de 7,17% devido ao Índice de Reajuste Tarifário, (ii) um aumento de 2,71% devido à variação interanual dos custos fixos, (iii) um aumento de 1,23% em relação ao adiantamento dos subsídios sobre as taxas aplicáveis a certos consumidores, e (iv) uma diminuição de -0,33% devido a outros ajustes financeiros.

Os reajustes tarifários médios anuais da Light de 2012, 2011 e 2010 e a revisão com seus respectivos componentes estão apresentados na tabela abaixo:

	2012	2011	2010
Ajuste médio da taxa anual/periódica	10,77%	6,57%	6,88%
Componentes			
Índice de ajuste tarifário	7,17%	7,21%	8,21%
Variação interanual de custos fixos (CVA)	2,71%	0,20%	0,76%
Adiantamento dos subsídios sobre as taxas	1,23%	2,01%	1,65%
Outros ajustes financeiros	-0,33%	-2,85%	-3,74%

Taxas de transmissão

O reajuste sobre as receitas das redes de transmissão de energia elétrica detidas pela CEMIG, conforme especificado no contrato de concessão, ocorre anualmente em junho. O contrato de concessão estabelecia um período de quatro anos entre as revisões periódicas. Após a implantação da Lei 12.783/2013 – Renovação das Concessões, os contratos de concessão aditados, a partir de 2013, passam a estabelecer um período de cinco anos entre as revisões periódicas.

Em 2010, a Aneel aprovou os resultados da segunda revisão periódica, igualmente com reavaliação de toda a base de ativos da Cemig Geração e Transmissão. Os resultados foram divulgados por meio da Resolução nº 988, de 18 de junho de 2010, definindo uma queda nas receitas anuais de 15,88%. O reajuste é retroativo a 2009, uma vez que o órgão regulador estava trabalhando na definição das normas a serem aplicadas na revisão.

O contrato de concessão prevê que as exigências de receitas sejam reajustadas anualmente por causa da inflação. Até janeiro de 2013, o índice utilizado para restabelecer a inflação anual era o Índice de Preço de Mercado Geral, ou IGP-M. Esse índice IGP-M aumentou 4,26% de junho de 2011 a maio de 2012, elevando as receitas do ciclo 2012-2013. Em junho de 2011, a Aneel aprovou um aumento de 5.0% nas receitas de transmissão. Após a implantação da Lei 12.783/2013 - Renovação das Concessões, os contratos de concessão aditados, a partir de 2013, passam a estabelecer o IPCA como o índice de inflação considerado para reajustar o RAP anualmente.

No fim de 2012, o Governo Federal renovou a concessão de transmissão da Cemig e reduziu as receitas de janeiro de 2013 para R$148 milhões ao ano, além das reduções das alíquotas do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público ("PASEP") e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social ("COFINS") incidentes sobre o serviço.

Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar Concessionárias de Energia Elétrica.

O baixo índice pluviométrico registrado em 2000 e no início do ano de 2001, o crescimento significativo na demanda por energia e a significativa dependência do Brasil da energia elétrica gerada por recursos hidrelétricos resultaram na queda anormal do nível de água em diversos reservatórios que são utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas de geração de energia do país. Em maio de 2001, o Governo Federal anunciou diversas medidas requerendo redução no consumo de energia em resposta a tais condições ("Plano de Racionamento de Energia Elétrica"). As medidas de racionamento de energia deixaram de ser impostas em 28 de fevereiro de 2002.

No entanto, o Novo Modelo da Indústria (que tem como um de seus principais objetivos garantir o fornecimento de energia) criou os leilões para o mercado regulado (ACR), onde é possível comprar energia de novas usinas para garantir o fornecimento. Desde o Novo Modelo da Indústria, aproximadamente 47.000 MW de capacidade foram negociados nesses leilões, que está sendo instalada entre 2008 e 2017. Dessa quantidade, foram negociadas 5.97 MW nos leilões de reserva, ou seja, essa energia não está comprometida com qualquer contrato ou qualquer fornecimento mínimo.

Em 12 de dezembro de 2001, o Governo Federal autorizou a criação do Acordo Geral do Setor Elétrico. Esse acordo previa que companhias de distribuição e geração de energia elétrica no Brasil, como nossa companhia, fossem recompensadas pelas perdas de receita causadas pela redução nos valores de energia vendida e pela compra de energia na CCEE, conforme aplicável, tendo em vista as medidas de racionamento impostas pelo Governo Federal. A compensação seria realizada por meio de um aumento extraordinário na tarifa de energia aplicável a futuras vendas de energia e as companhias tinham o direito de usar esse aumento da tarifa por um período médio de 74 meses, encerrado em Março de 2008.

Liquidação Antecipada da Conta CRC a Receber do Governo Estadual de Minas Gerais

Nós possuíamos uma conta a receber do Governo do Estado, referida como a Conta CRC, relativa ao Contrato do CRC, referido como o Acordo CRC envolvendo créditos contra o Govervo Federal, que foram transferidos para o Governo do Estado, os quais totalizavam o valor de R$ 2.422 milhões em 31 de dezembro de 2012.

Em 20 de novembro de 2012, foi celebrado um termo de compromisso entre a Cemig e o Estado de Minas Gerais, posteriormente ratificado pelo Conselho de Administração da Cemig (CRCA 124/2012, de 21 de dezembro de 2012), por meio do qual o Conselho de Administração concordou com o pagamento antecipado pelo estado de Minas Gerais do saldo devedor nos termos do Contrato CRC. Em 25 de janeiro de 2013, o termo de compromisso foi aditado para retificar o valor do débito, conforme autorizado pelo Conselho de Administração (CRCA 001/2013, de 18 de janeiro de 2013).

De acordo com o termo de compromisso, conforme alterado, o Estado de Minas Gerais reconheceu a sua obrigação de pagamento do saldo em circulação referente ao Contrato CRC, débito este no valor total de of R$ 6.283 milhões, incluindo juros acumulados até 31 de outubro de 2012, resultando, após a aplicação de abatimento acordado em 35% em razão da liquidação antecipada, de um débito atualizado no valor de R$ 4.084 milhões a partir da mesma data base de 31 de outubro de 2012.

A conta a receber foi quitada com o Estado de Minas Gerais mediante pagamento à Cemig do valor de R$ 4.211 milhões, em diversas datas, de 18 de dezembro de 2012 a 11 de março de 2013 Em vista do pagamento antecipado da Conta CRC, a Cemig decidiu readquirir as quotas seniores do FIDC, as quais a Cemig havia cedido todos os recebíveis referentes ao Contrato CRC e, uma vez em posse de todas as units, extinguir o FIDC, mediante pagamento por cessão dos direitos creditórios referentes ao portfolio do FIDC, ao preço registrado no FIDC. Acreditamos que a recompra das quotas em circulação do FIDC foi necessária para que o contrato de pagamento do CRC seja negociado e celebrado pelo estado de Minas Gerais e pela Cemig, sem a necessidade de envolver o FIDC.

Em 5 de dezembro de 2012, a Cemig recomprou, no mercado secundário, o saldo das quotas seniores em circulação do FIDC detidas pelo Banco Itaú BBA, pelo Bradesco e por dois fundos mútuos do Bradesco (Bradesco FI Multimercado CP Invest no Exterior e Bradesco FI Multimercado Pioneiro), por aproximadamente R$711.3 milhões. Esse valor representa a soma dos pagamentos de parcelas ainda não devidos, reajustados à taxa CDI acumulada da data de emissão das units seniores do FIDC até a data de aquisição, conforme os critérios estabelecidos no Artigo 38, Parágrafo 7º do Regulamento do FIDC, para a eventualidade de amortização extraordinária das units seniores, conforme autorizado pelo Conselho de Administração, por meio da Decisão de Gastos do Conselho (CRCA) 101/2012, de 5 de dezembro de 2012.

A Cemig, na condição de titular da totalidade das quotas subordinadas e seniores do FIDC, liquidou o FIDC em 17 de dezembro de 2012, resgatando todas as quotas subordinadas e seniores emitidas pelo FIDC em circulação e, posteriormente, encerrando as atividades do FIDC e simultaneamente a extinção das units subordinadas e seniores por meio de pagamento por cessão dos direitos de crédito que integram a carteira do FIDC, ao preço registrado no FIDC de R$1.785 bilhões.

Taxas de Câmbio

Praticamente todas as nossas receitas e as nossas despesas operacionais são denominadas em *Reais.* Entretanto, temos dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em consequência, em períodos contábeis nos quais há desvalorização do real frente o dólar dos Estados Unidos ou outras moedas estrangeiras nas quais nossa dívida é denominada, nossos resultados operacionais e situação financeira são prejudicados. O ganho ou perda cambial e o ganho ou perda de correção monetária decorrentes de variação poderão ter impacto sobre nossos resultados operacionais em períodos de ampla oscilação do valor do real em relação ao dólar ou de inflação alta. Temos vários contratos financeiros e de outra natureza em decorrência dos quais devemos, ou temos direito a, valores referentes à correção monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil. Em 2012, valemo-nos de instrumentos financeiros, tais como *swaps* de taxa de juros, para reduzir o risco de flutuações das taxas de câmbio. Em 31 de dezembro de 2012, firmamos contratos de *swap* no valor nocional de US$8 milhões e, com o fim de converter a taxa de juros original de certo financiamento de taxa de juros calculada com base na variação do dólar dos Estados Unidos em uma taxa de juros calculada com base na taxa do Certificado de Depósito Interbancário, ou taxa CDI. Vide as Notas Explicativas 2.6(b), 19, 23, 28 e 29 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2012 comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida aumentou 17,2%, passando de R$15.749 milhões em 2011 para R$18.460 milhões em 2012.

	2012	**% das receitas operacionais líquidas**	**2011**	**% das receitas operacionais líquidas**	**2012 ante 2011 %**
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	16.671	90,4	14.955	95,0	11,5
Receitas do fornecimento no atacado a outras concessionárias e PROINFA	1.942	10,5	1.613	10,2	20,4
Receitas provenientes da utilização de sistema básico de distribuição elétrica (TUSD)	2.216	12,0	1.978	12,6	12,0
Receitas provenientes da utilização da rede de transmissão	1.675	9,1	1.407	8,9	19.0
Receitas provenientes da transmissão de indenizações	192	1.0	-	-	-
Receitas de construção	1.631	8,8	1.541	9,8	5,8
Receitas provenientes de vendas no mercado à vista	427	2,3	269	1,7	58,7
Outras receitas operacionais	1.324	7,2	983	6,2	34,7
Imposto sobre as receitas	(7.618)	(41,3)	(6.997)	(44,4)	8,9
Total das receitas operacionais líquidas	18.460	100,0	15.749	100,0	17,2

Vendas de energia elétrica a consumidores finais

As receitas provenientes da venda de energia elétrica aos consumidores finais (excluindo o consumo próprio da CEMIG) aumentaram R$1.716 milhão ou 11,5%, passando de R$14.955 milhões em 2011 para R$16.671 milhões em 2012.

Essa variação deveu-se principalmente a:

- um aumento de 4,49% no volume de energia elétrica faturado aos consumidores finais (excluindo o consumo interno);
- ajustes nas tarifas das concessões da Cemig Distribuição, que aumentaram em média 7,24% em 8 de abril de 2011 e 3,85% em 8 de abril de 2012, respectivamente;

- ajustes na tarifa da concessão da Light SESA, que aumentaram em média 7,82% em 7 de novembro de 2011 e aumento em média 10.77% em 6 de novembro de 2012, respectivamente;

- reajustes nas taxas dos contratos para venda de energia a Consumidores Livres, indexados principalmente pela variação do IGP-M, que aumentou 7,8% em 2012.

Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias e à PROINFA

As receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias e à PROINFA aumentaram em R$329 milhões ou 20,4%, de R$1.613 milhões em 2011 para R$1.942 milhões em 2012. O preço médio dessas vendas aumentou 25,4%, de R$110,64/MWh em 2011 para R$138,77/MWh em 2012. Isto foi parcialmente compensado pela redução do volume de energia elétrica vendida a outras concessionárias de 253.360 MWh, ou 4,0%, passando de 14.578.717 MWh em 2011 para 13.994.737 MWh em 2012.

Receitas provenientes da utilização de sistema de distribuição básica de energia elétrica (TUSD)

As receitas provenientes da utilização do sistema de distribuição de energia elétrica (TUSD) aumentaram R$238 milhões, ou 12,0%, passando de R$1.978 milhões em 2011 para R$2.216 milhões em 2012. Essas receitas provêm de cobranças de energia vendida aos Consumidores Livres localizados nas áreas de concessão da CEMIG e da Light, e o aumento em 2012 foi devido ao reajuste das taxas e a um maior volume de energia transportada aos consumidores livres pela CEMIG, resultante da recuperação da atividade industrial e a migração de consumidores cativos para o Mercado Livre em 2012.

Receitas provenientes da utilização da rede de transmissão

As receitas provenientes da utilização da rede básica de transmissão cresceram R$268 milhões, ou 19,0%, passando de R$1.407 milhões em 2011 para R$1.675 milhões em 2012. Essas receitas provêm da capacidade de transmissão da Cemig Geração e Transmissão disponibilizada para a rede nacional, e também das controladas em conjunto, especialmente TBE e Taesa no mercado de transmissão. Este aumento em 2012 resultou essencialmente da aquisição da Abengoa pela Taesa no segundo semestre de 2011 (com pleno efeito em 2012)entre outras aquisições.

Receitas provenientes indenizações de transmissão

Em 2012, nós registramos um ganho estimado de R$ 192 milhões provenientes de indenizações sobre ativos de transmissão, em função da exigência trazida pela MP 579. A transação de receitas de indenização se refere à diferença entre os valores contabilizados e o montante estimado de compensação dos ativos de transmissão que foram renovados antecipadamente, de acordo com os critérios estabelecidos pela MP 579. A Companhia registrou, em 2012, um ganho baseado em valores de indenização estimados, usando como referência a nota técnica 387/2012 da Aneel, na qual estudos são apresentados para a definição do Valor Novo de Reposição (VNR) das linhas de transmissão que tiveram seus Contratos de Concessão renovados. Para maiores informações ver Nota 04 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Receitas de construção

As receitas de construção aumentaram R$90 milhões, passando de R$1.541 milhões em 2011 para R$1.631 milhões em 2012, devido a um maior investimento em ativos de concessões. Essas receitas representam os investimentos nos ativos da concessão, incluindo, em alguns casos, a margem de lucro registrada em cada operação. Grande parte das receitas de construção foi compensada pelos custos de construção. Veja a Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Sales on the Spot Market

A CEMIG GT teve exposição positiva no ano de 2012 no mercado de curto prazo de 2.967,742 GWh, sendo que 99,4% devido à energia secundária proporcionada pelo sistema através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia). Essa exposição positiva em 2012 no mercado de curto prazo gerou uma receita de R$ 180 milhões. Pelo resultado mostrado, pode-se perceber que a venda em contratos bilaterais firmes representou quase a totalidade dos recursos disponíveis para a venda, tanto de usinas próprias como compra de energia de terceiros. Praticamente, apenas a energia secundária foi contabilizada como exposição de curto prazo, sendo que essa energia não pode ser vendida em contratos bilaterais, pois é resultante da decisão de despacho operativo do ONS (Operador Nacional do Sistema).

A CEMIG D teve exposição praticamente nula no ano de 2012 no mercado de curto prazo, com alguns meses com exposição negativa e outros, em compensação, com exposição positiva. Ao longo do ano, a CEMIG D teve exposições involuntárias devido a atrasos em entrada em operação comercial de usinas que venderam energia para as distribuidoras nos leilões do MME, e também pela perda de contratos de usinas que não foram construídas, e também venderam energia em leilões do MME. Assim, possíveis perdas ou ganhos financeiros das exposições de curto prazo da CEMIG D são contabilizados pela Aneel para os repasses às tarifas dos consumidores finais da empresa.

Outras receitas operacionais

As outras receitas operacionais aumentaram R$341 milhões, ou 34,7%, de R$983 milhões em 2011 para R$1.324 milhões em 2012. Nossas outras receitas operacionais são:.

	2012	**2011**
		(em milhões reais)
Fornecimento de gás	755	579
Serviço cobrado	18	14
	162	158
Serviço de telecomunicações		
Outros serviços prestados	118	98
Subsídio à baixa renda	176	56
Outros	95	78
	1.324	983

O aumento em outras receitas operacionais em 2012, comparadas a 2011, são principalmente devidas ao aumento das receitas relacionadas ao fornecimento de gás de 30,4%, passando de R$579 milhões em 2011 para R$755 milhões em 2012. Esse aumento deveu-se à maior demanda em 2012 por conta da expansão do nosso gasoduto no Estado de Minas Gerais.

Impostos sobre receitas e encargos regulatórios

Os impostos sobre as receitas aumentaram R$621 milhões, ou 8,9%, passando de R$6.997 milhões em 2011 para R$7.617 milhões em 2012. Os impostos sobre as receitas consistem em: (i) IVA, avaliado a uma alíquota média de 21% sobre as vendas de energia elétrica aos consumidores finais; (ii) COFINS, avaliado a uma alíquota de 7,6%; e PASEP, avaliado a uma alíquota de 1,7%. Veja a Nota Explicativa 24 às nossas demonstrações financeiras consolidadadas para mais informações.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais aumentaram R$3.194 milhões, ou 27,9%, passando de R$11.445 milhões em 2011 para R$14.639 milhões em 2012. Esse aumento deveu-se principalmente à energia elétrica comprada para revenda que aumentou R$1.673 milhões, ou 39.1%, passando de R$4.278 milhões em 2011 para R$5.951 milhões em 2012. Para mais informações, veja a Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

	2012	**% das receitas operacionais líquidas**	**2011**	**% das receitas operacionais líquidas**	**2012 ante 2011 %**
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Energia elétrica comprada para revenda	(5.951)	(32,2)	(4.278)	(27,2)	39,1
Encargos de uso das instalações da rede de	(1.011)	(5,5)	(830)	(5,3)	21,8
Depreciação e amortização	(1.001)	(5,4)	(983)	(6,2)	1,8
Pessoal	(1.361)	(7,4)	(1.249)	(7,9)	9,0
Participação dos empregados e administradores	(244)	(1,3)	(221)	(1,4)	10,4
Serviços terceirizados	(1.127)	(6,1)	(1.031)	(6,5)	9,3
Obrigações de aposentadoria	(134)	(0,7)	(124)	(0,8)	8,1
Materiais e suprimentos	(82)	(0,4)	(98)	(0,6)	(16,3)
Royalties pelo uso de recursos hídricos	(186)	(1,0)	(154)	(1,0)	20,8
Provisões (reversões) para prejuízos	(782)	(4,2)	(257)	(1,6)	204,3
Gás comprado para revenda	(495)	(2,7)	(329)	(2,1)	50,5
Custos de construção	(1.630)	(8,8)	(1.529)	(9,7)	6,6
Outras despesas operacionais. etc	(634)	(3,4)	(362)	(2,3)	75,1
Total das despesas e custos operacionais	(14.638)	(79,3)	(11.445)	(72,7)	27,9

A energia elétrica comprada para revenda consiste principalmente nas compras de Itaipu através da Eletrobrás e licitações patrocinadas pelo Governo Federal. Segundo as normas aplicáveis, devemos comprar parte da capacidade de Itaipu em dólares norte-americanos. Também compramos energia elétrica da CCEE, por meio de contratos bilaterais. A energia elétrica

comprada para revenda cresceu R$1.673 milhões, ou 39,1%, passando de R$4.278 milhões em 2011 para R$5.951 milhões em 2012. O aumento dos custos deveu-se basicamente ao aumento nos preços de energia elétrica em 2012, em função do baixo nível dos reservatórios brasileiros, sendo necessário o aumento dos custos operacionais das usinas termoelétricas. Esse é um custo não controlável para os negócios de distribuição, e a diferença entre os montantes utilizados como referência para o cálculo das tarifas e o custo realmente incorrido é compensada no próximo reajuste tarifário. Para uma discriminação dessas despesas, veja a Nota 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Os encargos do uso da rede de transmissão correspondem principalmente aos custos de transporte de energia elétrica na rede básica brasileira, que são rateados entre as empresas de distribuição brasileiras, de acordo com a legislação regulatória brasileira. Os encargos do uso da rede de transmissão, que são definidos pela Aneel, cresceram R$181 milhões, ou 21,8%, passando de R$830 milhões em 2011 para R$1.011 milhões em 2012. Essas taxas, fixadas por uma resolução da Aneel, são pagas pelos agentes de distribuição e geração de energia elétrica pela utilização das instalações integrantes da rede nacional. Esse é um custo não controlável, e a diferença entre os montantes utilizados como referência para o cálculo das tarifas e o custo realmente incorrido é compensada no próximo reajuste tarifário.

A despesa de depreciação e amortização aumentou R$18 milhões, ou 1,8%, passando de R$983 milhões em 2011 para R$1.001 milhões em 2012. Esse resultado deve-se principalmente ao aumento dos nossos ativos, devido a um maior investimento nos nossos programas de distribuição em 2012.

Despesas com pessoal aumentaram R$112 milhões, ou 9,0%, passando de R$1.249 milhões em 2011 para R$1.361 milhões em 2012. Esse aumento é devido ao aumento salarial médio de 8.2% e 4,5% acordado em novembro de 2011, nas negociações para o Acordo Coletivo de Trabalho anual, sendo parcialmente compensado pela redução de 3,8% do nosso número total de empregados 2011-2012.

A participação de empregados e gerentes nos lucros aumentou R$23 milhões, ou 10,4%, passando de R$221 milhões em 2011 para R$244 milhões em 2012. Essa alta resulta principalmente do aumento na receita líquida da Cemig em 2012.

Serviços de terceiros aumentaram R$96 milhões, ou 9.3%, passando de R$1.031 milhões em 2011 para R$1.127 milhões em 2012. Isso é principalmente devido à maior quantidade de custos relacionados a serviços de comunicação e manutenção de equipamentos elétricos. Para um detalhamento das disposições, veja a Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As despesas com obrigações de aposentadoria aumentaram R$10 milhões, ou 8,1%, passando de R$124 milhões em 2011 para R$134 milhões em 2012. Esses gastos representam principalmente nossas obrigações atuariais relacionadas à apropriação líquida de juros em 2012. O aumento em 2011 deve-se principalmente ao efeito do reajuste do valor atual em nossas obrigações atuariais. Para mais informações, veja a Nota Explicativa 21 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As provisões para perdas operacionais cresceram R$252 milhões, ou 204,3%, passando de R$257 milhões em 2011 para R$782 milhões em 2012. Os principais componentes que explicam essa aumento foram os seguintes:

- a constituição de provisão para devedores duvidosos, de R$152 milhões, em relação ao ICMS sobre a utilização do sistema básico de distribuição de energia elétrica (TUSD); e

- a constituição de provisão no valor de R$403 milhões em 2012, relacionada a um contrato celebrado pela Cemig e pelo Governo Federal sobre a conta CRC, em conexão com o pagamento antecipado dos recebíveis das contas CRC.

O gás comprado para revenda cresceu R$166 milhões, ou 50,5%, passando de R$329 milhões em 2011 para R$495 milhões em 2012. Esse é o resultado da maior quantidade de gás comprado pela Gasmig em 2012 para atender seus clientes industriais.

Em consequência dos fatores acima, tivemos um lucro operacional antes de despesas financeiras de R$4.083 milhões em 2012 comparado a um lucro operacional antes de despesas financeiras de R$4.303 milhões em 2011.

Despesas financeiras líquidas

As despesas financeiras líquidas incluem (i) as receitas financeiras, que consistem principalmente em juros e correção monetária da nossa conta a receber do Governo do Estado, receita de investimentos, encargos por atraso no pagamento das contas de fornecimento de energia elétrica e ganhos cambiais e (ii) despesas financeiras, que consistem, principalmente, em despesa com juros sobre empréstimos e financiamentos, perdas cambiais, perdas com correção monetária, encargos e reajustes inflacionários sobre obrigações pós-emprego pagos a fundos de pensão e outras despesas.

As receitas financeiras líquidas foram R$1.252 milhões em 2012, comparadas às despesas financeiras líquidas de R$970 milhões em 2011. Os principais fatores que impactaram nossos resultados financeiros líquidos em 2012 foram:

- Redução nas receitas provenientes de investimentos à vista: queda de R$114 milhões, ou 27,8%, passando de R$410 milhões em 2011 para R$296 milhões em 2012, devido à redução no volume de investimentos à vista em 2012.

- Receitas de R$2.383 milhões provenientes de variação monetária de contas a receber do Governo do estado de Minas Gerais. Veja a Nota Explicativa 12 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

- Aumento nas receitas provenientes de pagamentos de multa por atraso sobre contas de energia elétrica: aumento de R$28 milhões ou 18,54%, de R$151 milhões em 2011 para R$179 milhões em 2012.

- Ganhos cambiais: aumento de R$24 milhões, ou 120,0%, passando de R$20 milhões em 2011 para R$44 milhões em 2012, devido a investimentos financeiros da Taesa feitos em moeda estrangeira.

- Perdas cambiais: aumento de R$42 milhões, ou 105,0%, passando de R$40 milhões em 2011 para R$82 milhões em 2012, devido a empréstimos e financiamentos feitos em moeda estrangeira.

- Despesas com empréstimos e financiamentos: redução de R$68 milhões, ou 5,2%, passando de 1.311 milhões em 2011 para R$1.243 milhões em 2012. Essa redução deveu-se essencialmente à menor variação na taxa do CDI, o principal índice de nossos contratos de empréstimos e financiamentos, refletindo a redução na taxa SELIC em 2012.

Para uma discriminação das receitas e despesas financeiras, veja a Nota Explicativa 26 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Imposto de renda

O imposto de renda representou uma despesa de R$1.063 milhões no lucro antes de impostos de R$5.335 milhões em 2012, ou 19,9%, comparado com uma despesa de R$918 milhões no lucro antes de impostos de R$3.333 milhões em 2011, ou 27,50%. A despesa com o imposto de renda no ano de 2012 foi menor, se proporcionalmente comparada ao ano de 2011, em razão da ocorrência da deliberação para pagamento de Juros sobre Capital Próprio (JCP), no valor de R$ 1,7 bilhão, sobre os quais não há incidência do referido imposto para a Companhia. O imposto de renda deste valor, que tem a alíquota em torno de 15%, é pago pelos próprios acionistas. As alíquotas efetivas são conciliadas com as alíquotas nominais na Nota Explicativa 10 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro líquido

Em consequência dos fatores acima, tivemos um lucro líquido de R$4.271 milhões em 2012, comparado ao lucro líquido de R$2.415 milhões em 2011.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2011 em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010

Receitas Operacionais Líquidas

As receitas operacionais líquidas aumentaram 14,2%, de R$13.790 milhões em 2010 para R$15.749 milhões em 2011.

	2011	% das receitas operacionais líquidas	2010	% das receitas operacionais líquidas	2011 em relação a 2010 - %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Venda de energia elétrica a consumidores finais	14.955	95,0	13.219	95.9	13,1
Receita de fornecimento no atacado para outras concessionárias e à PROINFA	1,613	10,2	1.469	10,7	9,8
Receita do uso do sistema básico de distribuição de eletricidade (TUSD).	1.978	12,6	1.658	12,0	19,3
Receita do uso da rede de transmissão	1.407	8,9	1.141	8,6	17,5

Receitas de Construção	1.541	9,8	1.341	9,7	14,9
Receitas provenientes de vendas no mercado à vista	269	1,7	133	1,0	102,3
Outras receitas operacionais	983	6,2	924	6,7	6,4
Tributação sobre as receitas	(6.997)	(44,2)	(6.095)	(44,0)	14,8
Total das receitas operacionais líquidas	15.749	100.0	13.790	100.0	14.2

Venda de energia elétrica para consumidores finais

As receitas provenientes de venda de energia elétrica aos consumidores finais (exceto o próprio consumo da CEMIG) aumentaram R$1.736 milhões, ou 13,1% de R$13.219 milhões em 2010 para R$14.955 milhões em 2011.

Essa variação foi devida principalmente a:

- aumento de 6.95% no volume de energia faturada a consumidores finais (excluindo consumo interno);
- ajustes de tarifa das concessões da Cemig Distribuição, que aumentarão a uma taxa média de 1,67% em 8 de abril de 2010, e aumento a uma taxa média de 7,24% em 8 de abril de 2011, respectivamente;
- ajuste da tarifa da concessão da Light SESA, que aumentaram a uma taxa média de 7,82% em 7 de novembro de 2011, e aumento a uma taxa média de 10,77% em 6 de novembro de 2012, respectivamente;
- reajustes das taxas em contratos de venda de energia a Clientes Livres, indexados em sua maioria à variação do IGP-M, que aumento 5,1% em 2011.

Receitas do fornecimento no atacado para outras concessionárias e para a PROINFA

As receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias cresceram R$144 milhões, ou 9,8%, de R$1.469 milhões em 2010 para R$1.613 milhões em 2011. O volume de energia elétrica vendida para outras concessionárias cresceu 253.360 MWh, ou 1,8%, de 14.204.530 MWh em 2010 para 14.457.890 MWh em 2011. O preço médio dessas vendas aumentou 7,2%, passando de R$101,72/MWh em 2010 para R$109,08/MWh em 2011.

Receitas Do Uso Do Sistema Básico De Distribuição De Energia (TUSD)

As receitas do uso do sistema básico de distribuição de energia (TUSD) aumentaram R$320 milhões, ou 19,3%, passando de R$1.658 milhões em 2010 para R$1.978 milhões em 2011. Essa receita foi gerada por encargos atrelados à energia vendida a Consumidores Livres localizados nas áreas de concessão da CEMIG e da Light, e o aumento em 2011 é decorrente do maior volume de energia transportada a Consumidores Livres pela CEMIG, resultado da recuperação da atividade industrial e da migração de consumidores cativos para o Mercado Livre em 2011.

Receitas da utilização do sistema de transmissão

Para as concessões concedidas antes do ano 2000 ou depois, a receita da Utilização da Rede refere-se à taxa cobrada de agentes do setor elétrico, incluindo Consumidores Livres conectados em alta tensão devido ao uso de nossa rede de transmissão ligada à rede de transmissão interligada brasileira.

Para novas concessões concedidas em 2000 ou depois, as receitas representam a parcela recebida dos agentes de energia relacionados com a operação e manutenção das linhas de transmissão e também a variação monetária sobre as receitas financeiras de ativos de transmissão registrados durante o período de construção das linhas de transmissão. Os índices utilizados para reajuste de tais ativos correspondem à remuneração do capital investido nesses projetos, variando de acordo com o modelo do empreendimento e o custo do capital do investidor.

As receitas provenientes da utilização do sistema de transmissão aumentaram R$266 milhões, ou 23,3%, de R$1.141 milhões em 2010 para R$1.407 milhões em 2011. Essa receita é derivada da capacidade de transmissão da Cemig Geração e Transmissão disponibilizada à rede nacional, e também das filiais de transmissão controladas em conjunto, principalmente TBE e

Taesa. O aumento em 2011 é devido principalmente ao registro pela CEMIG de R$178 milhões relativos à variação monetária dos ativos de transmissão registrados da TAESA. Isso resultou do reajuste de 9,77% nas tarifas da TAESA em julho de 2011. Para mais informações sobre reajustes tarifários, veja " Setor Elétrico Brasileiro - Tarifas para Utilização de Sistemas de Distribuição e Transmissão".

Receitas de construção

As receitas de construção cresceram R$200 milhões, de R$1.341 milhões em 2010 para R$1.541 milhões em 2011, devido ao maior investimento em ativos de concessão em 2011. Essas receitas representam os investimentos em ativos de concessão e incluem, em alguns casos, a margem de lucro registrada em cada operação. A maior parte das receitas de construção foi contrabalançada pelos custos de construções. Veja a Nota Explicativa 24 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras receitas operacionais

Outras receitas operacionais aumentaram R$59 milhões, ou 6,4%, de R$924 milhões em 2010 para R$983 milhões em 2011. As outras receitas operacionais foram:

	2011	2010
		(em milhões de reais)
Fornecimento de gás	579	398
Serviços cobrados	14	16
Serviços de telecomunicações	158	131
Outros serviços prestados	98	179
Subsídios de baixa renda	56	133
Outros	78	67
	983	924

O aumento das outras receitas operacionais em 2011, em comparação a 2010, está principalmente relacionado ao aumento de 45,5% no fornecimento de gás, de R$398 milhões em 2010 para R$579 milhões em 2011. Esse aumento resultou da expansão de nossos dutos para o Vale do Aço e para o sul de Minas os dutos tubulação do Vale do Aço começou a operar em setembro de 2010.

Impostos sobre receitas

Os impostos sobre as receitas aumentaram R$902 milhões ou 14,8%, de R$6.095 milhões em 2010 para R$6.997 milhões em 2011. Os impostos sobre as receitas incluem: (i) VAT, à alíquota média de 21% sobre a venda de energia elétrica a consumidores finais e VAT sobre os consumidores em conexão com os ativos regulatórios diferidos; (ii) COFINS, à alíquota de 7,6%; e (iii) PASEP, à alíquota de 1,7%. Veja Nota Explicativa 24 às demonstrações financeiras consolidadas.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas operacionais aumentaram R$1.214 milhões, ou 12.2%, de R$10.231 milhões em 2010 para R$11.445 milhões em 2011. Esse aumento resultou principalmente da energia elétrica comprada para revenda, que aumentou R$556 milhões, ou 14,9%, de R$3.722 milhões em 2010 para R$4.278 milhões em 2011. Para mais informações, veja Nota Explicativa 25 às nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

	2011	% das receitas operacionais líquidas	2010	% das receitas operacionais líquidas	2011 em relação a 2010 - %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Energia comprada para revenda	(4.278)	(27,2)	(3.722)	(27,0)	14,9
Utilização das redes básicas de transmissão	(830)	(5,3)	(729)	(5,3)	13,9
Depreciação e amortização.....	(983)	(6,2)	(927)	(6,7)	6,0
Pessoal.....	(1.249)	(7,9)	(1.212)	(8,8)	3,1
Participação de funcionários e	(221)	(1,4)	(325)	(2,4)	(32,0)

	2011	% das receitas operacionais líquidas	2010	% das receitas operacionais líquidas	2011 em relação a 2010 - %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
administradores nos lucros					
Serviços terceirizados.....	(1.031)	(6,5)	(923)	(6,7)	11,7
Benefícios pós-aposentadoria.....	(124)	(0,8)	(107)	(0,8)	15,9
Materiais e insumos.....	(98)	(0,6)	(134)	(1,0)	(26,9)
Royalties pelo uso de recursos hídricos	(154)	(1,0)	(140)	(1,0)	10,0
Provisões (reversões) para perdas operacionais	(257)	(1,6)	(138)	(1,0)	86,2
Gás adquirido para revenda	(329)	(2,1)	(225)	(1,6)	46,2
Custos de construção	(1.529)	(9,7)	(1.328)	(9,6)	15,1
Outros	(362)	(2,3)	(321)	(2,3)	12,8
Total de custos e despesas operacionais	(11.445)	(72,7)	(10.231)	(74,2)	11,9

A energia elétrica comprada para revenda inclui principalmente as compras da Itaipu por meio da Eletrobrás e de licitações competitivas. De acordo com as normas aplicáveis, devemos comprar parte da capacidade de Itaipu a preços denominados em dólares dos Estados Unidos. Também compramos energia elétrica da CCEE e por meio de contratos bilaterais. A eletricidade comprada para revenda aumentou R$556 milhões, ou 14,94%, de R$3.722 milhões em 2010 para R$4.278 milhões em 2011. O aumento nos custos resultou principalmente da maior atividade comercial de energia pela Geração e Transmissão da Cemig e do aumento de nossa participação na Light em 2011, resultando na consolidação de uma maior parte desse custo e nossas demonstrações financeiras. Esse é um custo não controlável, e a diferença entre os montantes usados como referência para cálculo das tarifas e os custos efetivamente incorridos é compensada no próximo ajuste de tarifa. Para um detalhamento dessa despesa, veja Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Encargos relativos à utilização da rede de transmissão básica correspondem principalmente ao custo de transporte de energia elétrica na rede de transmissão básica brasileira dividido entre as distribuidoras brasileiras. Os encargos para utilização da rede de transmissão básica, que são definidos pela Aneel, cresceram R$101 milhões, ou 13,9%, de R$729 milhões em 2010 para R$830 milhões em 2011. Esses encargos, definidos por resolução da ANEEL, são pagos por distribuidoras e geradoras de eletricidade pelo uso da infraestrutura que são componentes da rede nacional. Este é um custo não controlável, e a diferença entre os montantes usados como referência para o cálculo das tarifas e os custos atualmente incorridos será compensada no próximo reajuste de tarifas.

As despesas com depreciação e amortização cresceram R$56 milhões, ou 6,0%, de R$896 milhões em 2010 para R$927 milhões em 2011. Esse resultado deveu-se principalmente ao aumento em nossos ativos, por conta de maiores investimentos em nossos programas de distribuição em 2011.

As despesas com pessoal aumentaram R$37 milhões, ou 3.1%, de R$1.212 milhões em 2012 para R$1.249 milhões em 2011. Esse aumento deveu-se pelo crescimento da média salarial de 7% e 8.2% acordada em novembro de 2011,em novembro de 2011, nas negociações para o Acordo Coletivo de Trabalho anual para 2011-12, sendo parcialmente compensado pela redução do nosso número total de empregados 2010-2011.

A participação de empregados e gerentes nos lucros diminuiu R$104 milhões, ou 32,0%, passando de R$325 milhões em 2010 para R$221 milhões em 2011. Esta redução resulta principalmente de um acordo coletivo celebrado entre a Cemig e os sindicatos trabalhistas em novembro de 2010 e 2011. Em 2010, também reconheceu um montante adicional de R$30 milhões referentes ao acordo coletivo de 2009.

Serviços de terceiros aumentaram R$108 milhões, ou 11,7%, passando de R$923 milhões em 2010 para R$1.031 milhões em 2011. Isto é principalmente devido à maior quantidade de custos relacionados a serviços de comunicação, leitura de medidores e entrega de contas de energia elétrica e serviços de consultoria e reajustes nos contratos com os fornecedores. Os aumentos foram principalmente devido aos reajustes nos contratos com nossos fornecedores. Para um detalhamento das disposições, veja a Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

As despesas com benefícios pós-aposentadoria aumentaram R$17 milhões, ou 15,9%, passando de R$107 milhões em 2010 para R$124 milhões em 2011. Esses gastos representam principalmente nossas obrigações atuariais relacionadas à apropriação líquida de juros em 2011. O aumento em 2011 deve-se principalmente ao aumento da nossa participação na Light em 2011, resultando na consolidação de uma maior porção deste custo em nossas demonstrações financeiras. Para mais informações, veja a Nota Explicativa 21 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As provisões (reversões) para prejuízos operacionais cresceram R$119 milhões, ou 86,2%, passando de R$138 milhões em 2010 para R$257 milhões em 2011. Os componentes desse aumento foram os seguintes:

- aumento de R$58 milhões, ou 55,2%, na provisão para devedores duvidosos, de R$105 milhões em 2010 para R$163 milhões em 2011. Isto se deve principalmente às reavaliações dos parcelamentos feitos para a cobrança de dívidas de muitos consumidores;

- a constituição de uma provisão para recursos administrativos interpostos pela Aneel, de R$4 milhões em 2011, comparada a uma provisão para reversão de R$47 milhões em 2010 devido a um processo encerrado pela Aneel relacionado aos subsídios para baixa renda que terminaram em dezembro de 2010;

- a constituição de uma provisão para contingências judiciais no montante de R$48 milhões em 2011, comparada a uma reversão de R$54 milhões em 2010, com base no parecer dos nossos advogados;

- ações civis parcialmente compensadas por tarifas que diminuíram R$130 milhões, passando de R$139 milhões registrados em 2010 para R$9 milhões em 2011. O montante registrado em 2010 foi resultado de um importante acordo celebrado para extinguir uma ação na justiça com respeito ao aumento na tarifa para o consumidor industrial relacionado à Portaria da DNAEE nº 045/86.

O gás comprado para revenda cresceu R$104 milhões, ou 46,2%, passando de R$225 milhões em 2010 para R$329 milhões em 2011. Esse é o resultado da maior quantidade de gás comprado pela GASMIG em 2011 para atender seus clientes industriais.

Em consequência dos fatores acima, tivemos um lucro operacional antes de despesas financeiras de R$4.303 em 2011 comparada a um lucro operacional antes de despesas financeiras de R$3.559 em 2010.

Despesas Financeiras Líquidas

Nossas despesas financeiras líquidas incluem (i) receita financeira, composta principalmente de reajustes nas taxas de juros e reajustes monetários de nossas contas a receber do Governo, lucro sobre os investimentos auferidos, encargos posteriores sobre contas de energia elétrica vencidas e ganhos cambiais e (ii) despesas financeiras, compostas principalmente de despesas com juros sobre os empréstimos e financiamentos, prejuízos cambiais, prejuízos de correção monetária, encargos e ajustes pela inflação nas obrigações pós-aposentadoria pagas a fundos de pensão e outras despesas.

As despesas financeiras líquidas aumentaram R$217 milhões, ou 28,8%, passando de R$753 milhões em 2010 para R$970 milhões em 2011. Os principais fatores que impactaram as nossas despesas financeiras líquidas em 2011 foram:

- Despesas de empréstimos e financiamentos: aumento de R$235 milhões, ou 21,8%, passando de R$1.076 milhões em 2010 para R$1.311 milhões em 2011. Esse aumento deveu-se principalmente a uma maior variação na taxa CDI, o índice principal dos nossos empréstimos e contratos de financiamento, refletindo o crescimento na taxa SELIC no primeiro semestre de 2011.

- Despesa de variação monetária de obrigações pós-emprego: aumento de R$21 milhões, ou 14,8%, passando de R$142 milhões em 2010 para R$163 milhões em 2011. Esse aumento deveu-se principalmente à maior variação do IPCA, ao qual está indexado o contrato entre a Cemig e a Forluz.

- Variação monetária sobre o adiantamentos para futuro aumento de capital no montante de R$66 milhões, devido ao reajuste no saldo reembolsado ao Governo do Estado.

As despesas financeiras líquidas foram parcialmente compensadas por aumentos na receita financeira:

- Variação monetária sobre créditos fiscais de um depósito judicial no valor de R$68 milhões baseado em um resultado judicial em 2011 favorável a CEMIG a qual determinou que certos impostos de transmissão causa mortis e doação (ITCD)fossem reembolsados.

- Receita de variações monetárias sobre o Finsocial arrecadado no período entre 1989 e 1991 no montante de R$67 milhões devido a decisão judicial favorável. Isto resultou de uma decisão judicial que determinou que não haveria fundamentação legal que exigisse o pagamento pela companhia de suas obrigações fiscais federais com base nos aumentos da taxa de imposto estabelecidos no código tributário vigente durante o período acima referido. Este montante foi atualizado pelos juros percebidos durante o fim do ano.

Para uma discriminação das receitas e despesas financeiras, veja a Nota Explicativa 26 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Imposto de renda

O imposto de renda representou uma despesa de R$918 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R$3.333 milhões em 2011, ou 27.5%, comparado à despesa de R$548 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R$2.806 milhões em 2010, ou 19,5%. Reconhecemos créditos fiscais em 2011 e 2010 no montante de R$120 milhões e R$281 milhões, respectivamente. Esses créditos fiscais não foram reconhecidos em nossas demonstrações financeiras devido a incertezas referentes à sua realização e foram registrados com base em uma projeção de lucros que indicaram a realização desses créditos. As alíquotas efetivas de impostos são reconciliadas com as taxas nominais na nota explicativa 10 às demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro Líquido

Como resultado do acima mencionado, registramos lucro líquido de R$2.415 milhões em 2011 comparado ao lucro líquido de R$2.258 milhões em 2010.

Liquidez e Recursos de Capital

Nosso negócio é de capital intensivo. Historicamente, temos necessidade de capital para financiamento da construção de novas instalações de geração e da expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes. Nossas exigências de liquidez também são afetadas por nossa política de dividendos. Veja a seção "Item 8. Informações Financeiras - Política e Pagamentos de Dividendos". Financiamos nossa liquidez e necessidades de capital principalmente com caixa gerado por operações e, em menor escala, com fundos provenientes de financiamento. Acreditamos que nossas atuais reservas de caixa, geradas por operações e recursos previstos provenientes de financiamentos, serão suficientes durante os próximos 12 meses para atender nossas necessidades de liquidez.

Caixa e Equivalentes a Caixa

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2012 totalizaram R$2.486 milhões, em comparação com R$2.862 milhões em 31 de dezembro de 2011, e R$2.980 milhões em 31 de dezembro de 2010. Em 31 de dezembro de 2012, nem o nosso caixa, nem nossos equivalentes a caixa foram mantidos em outras moedas que não o real. As razões para esta redução são apresentadas abaixo.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2012, 2011 e 2010 totalizou R$3.115 milhões, R$3.898 milhões e R$3.376 milhões, respectivamente. A redução do caixa gerado por atividades operacionais em 2012 em comparação com 2011 deveu-se principalmente à produção máxima para pagamento de energia comprada. O aumento do caixa gerado por atividades operacionais em 2011 em comparação com 2010 deveu-se, principalmente, ao aumento do lucro líquido em 2011 em comparação com 2010, ajustado para os itens que não afetem caixa e equivalentes a caixa.

Fluxo de Caixa Utilizado em Atividades de Investimento

O caixa líquido usado nas atividades de investimento em 2012, 2011 e 2010 totalizou, respectivamente, R$2.100 milhões, R$4.017 milhões e R$4.444 milhões. A redução no caixa utilizado em atividades de investimento em 2012 comparado com 2011 se deveu principalmente a caixa líquido recebido sobre o resgate antecipado da Conta CRC, totalizando R$1.498 milhões e a diluição das subsidiárias controladas em conjunto, totalizando R$668 milhões.

A redução no caixa utilizado em atividades de investimento em 2011 comparado com 2010 se deveu principalmente a maiores investimentos em ativos de transmissão de energia no exercício anterior, com investimentos realizados em 2011 concentrados em áreas de distribuição, como a Light, no montante de R$0,4 bilhão e relacionados à aquisição de ativos de transmissão do Grupo Abengoa, no montante de R$0,7 bilhão.

O caixa utilizado em atividades financeiras durante 2012 foi de R$1.391 milhões, composto da amortização de R$6.838 milhões em financiamentos denominados em reais e em moeda estrangeira e do pagamento de R$1.748 milhões em dividendos e

juros sobre o capital, compensado pelos recursos de financiamentos no valor de R$7.195 milhões.

O caixa líquido proveniente de atividades de financiamento durante 2011 foi de R$1 milhão, composto pela amortização de R$2.218 milhões de financiamentos denominados em real e em moedas estrangeiras e o pagamento de R$2.036 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, compensado pelos recursos de financiamentos no montante de R$4.355 milhões.

O fluxo de caixa utilizado em atividades de financiamento durante 2010 totalizou R$377 milhões, e foi composto por recursos de financiamento no valor de R$4.255 milhões, compensado pela amortização de R$4.775 milhões de financiamentos denominados em real e em moedas estrangeiras e o pagamento de R$1.829 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio.

Endividamento

Nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures em 31 de dezembro de 2012 totalizou R$16.170,3 milhões, incluindo R$7.106 milhões de dívida classificada como passivo não circulante e R$9.064 milhões da dívida de classificada como passivo circulante. Tal montante é comparável ao nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures, em 31 de dezembro de 2011, de R$15.779 milhões, incluindo R$7.958 milhões de dívida de longo prazo e R$7.821 milhões da parcela atual da dívida de longo prazo. De nossa dívida de longo prazo (incluindo a parcela circulante), em 31 de dezembro de 2012, R$528,0 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras (dos quais R$481,2 milhões em dólares dos Estados Unidos) e R$15.642,3 milhões estavam denominados em reais. Veja Nota Explicativa 19 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Nossos principais contratos financeiros, em base consolidada, em 31 de dezembro de 2012, são apresentados na tabela a seguir: (valores em milhares de reais):

Moeda Estrangeira				**Saldo Devedor em 31 de dezembro de 2012**
BID (1)	2022	Libor + Spread 1,7 a 2,2	US$	84
BID (1)	2023	Libor + Spread 1,5 a 1,88	US$	143
Citibank	2018	2,46	US$	119
Outros	2013-2019	Diversos	Diversos	182
Total da Dívida em Moeda Estrangeira				528
Moeda Brasileira				
Banco do Brasil	2017	108,33 do CDI	R$	206
Banco do Brasil	2012	109,80% do CDI	R$	447
Banco do Brasil	2013	104,08 do CDI	R$	664
Banco do Brasil	2013	105,00 do CDI	R$	1,083
Banco do Brasil	2013	107,60 do CDI	R$	133
Banco do Brasil	2014	104,10% do CDI	R$	1,114
Banco do Brasil	2013	10.83	R$	793
Banco do Brasil	2014	98,5% do CDI	R$	476
Banco Itaú BBA / Votorantim	2013-2014	CDI + 1,70	R$	107
BNDES	2026	TJLP + 2,34	R$	104
Bradesco	2013	102.5/103,00% do CDI	R$	601
Debêntures (2)	2014	IGP-M + 10,50	R$	401
Debêntures (2)	2017	IPCA+7,96	R$	530
Debêntures	2015	IPCA+7,68	R$	1,445
Debêntures	2017	CDI+0,90	R$	518
Debêntures	2022	IPCA+6,20	R$	739
Debêntures	2019	IPCA+6,00	R$	220
Debêntures Privadas (BNDESPAR)	2016	TJLP + 3,12	R$	113
Eletrobrás	2023	UFIR + 6,00 a 8,00%	R$	390
Debêntures VII (3)	2016	CDI + 1,35	R$	214
Debêntures VIII (3)	2026	CDI + 1,18	R$	153
Debêntures LIGHT ENERGIA II (4) (5)	2019	CDI + 1,18	R$	142
CCB Bradesco (3)	2017	CDI + 0,85	R$	124
BNDES – Finem (3)	2019	TJLP	R$	406

Debêntures (5)	2016	CDI + 1,30%	R$	296
BNDES (6)	2033	TJLP + 2,40	R$	379
Debêntures (6)	2013	IPCA índice de inflação	R$	160
BNDES – Repasse (6)	2033	TJLP	R$	390
CEF (7)	2021-2022	TJLP + 3,50	R$	202
BNDES (1)	2019	Diversos	R$	231
Debêntures (1)	2017	Diversos	R$	1,954
Outros	2013-2025	Diversos	R$	907
Total da Dívida em moeda Brasileira				15,642
Total Geral Consolidado do Saldo Devedor				16,170

(1) Empréstimo contraído para a subsidiária controlada em conjunto Taesa;
(2) Empréstimo contraído para a subsidiária controlada em conjunto Hidrelétrica Pipoca S.A.;
(3) Empréstimo contraído para a subsidiária controlada em conjunto ECTE;
(4) Empréstimos, financiamentos e debêntures da Light;
(5) Empréstimo contraído para a subsidiária controlada em conjunto Taesa;
(6) Empréstimo e financiamento da Gasmig;
(7) Empréstimo contraído pelas subsidiárias controladas em conjunto ENTE, EATE e ETEP;
(8) Empréstimo contraído pela subsidiária controlada em conjunto Taesa.

Em 2013, celebramos os seguintes contratos financeiros e fizemos as seguintes emissões:

Em 1º de fevereiro de 2013, a CEMIG celebrou um contrato de empréstimo com o Banco do Brasil no valor de R$200 milhões para compra de energia. O vencimento é de 720 dias, com juros a 99,5% do CDI ao ano.

Em 15 de fevereiro de 2013, a Cemig Distribuição fez sua terceira emissão de debêntures no mercado brasileiro no valor total de R$2,16 bilhões, com taxa de juros de: (i) CDI mais 0,69% ao ano para as debêntures com vencimento em 5 anos; (ii) IPCA mais 4,70% ao ano para as debêntures com vencimento em 8 anos; e (iii) IPCA mais 5,10% ao ano para as debêntures com vencimento em 12 anos. Os recursos foram utilizados para resgatar a quinta e a sexta emissões de notas promissórias comerciais bem como para investir na infraestrutura de distribuição. As debêntures foram garantidas pela CEMIG.

Em 2012, celebramos os seguintes contratos financeiros e fizemos as seguintes emissões:

Em 21 de dezembro de 2012, a CEMIG celebrou um contrato de empréstimo com o Banco do Brasil no valor de R$1.088 milhões. Os recursos desse empréstimo foram utilizados para resgatar a quarta emissão de *commercial papers* da CEMIG. A data de vencimento era 19 de fevereiro de 2013, a qual foi prorrogada para 20 de abril de 2013. O empréstimo aufere juros de 105% do CDI ao ano. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era R$1.083,2 milhões. O empréstimo foi amortizado em 28 de fevereiro de 2013.

Em 28 de maio de 2012, a CEMIG Distribuição celebrou um contrato de empréstimo com o Banco do Brasil no valor de R$200 milhões, cujos recursos foram empregados para rolar a dívida existente. O empréstimo será pago em parcelas com vencimento em maio de 2015, maio de 2016 e maio de 2017, à taxa de juros de 108,33% do CDI ao ano. Esse empréstimo é garantido pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R$206,2 milhões.

Em 2 de julho de 2012, a Cemig Distribuição fez sua quinta emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R$640,0 milhões, à taxa de juros de 104,08% do CDI ao ano, com vencimento em 27 de junho de 2013. Os recursos foram utilizados para necessidades de investimento, pagamento de dívidas existentes e capital de giro. As notas promissórias comerciais foram garantidas pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R$664,1 milhões.

Em 21 de dezembro de 2012, a Cemig Distribuição fez sua sexta emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R$600,0 milhões, com taxa de juros de 102,5% do CDI ao ano para os primeiros 120 dias e taxa de juros de 103% do CDI ao ano a partir de então, com vencimento em 19 de junho de 2013. Os recursos foram empregados para a recomposição do caixa utilizado para investimentos feitos ao longo do ano e para o pagamento da dívida ao longo do ano. As notas promissórias comerciais foram garantidas pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R$600,8 milhões.

Em 13 de janeiro de 2012, a Cemig Geração e Transmissão fez sua quarta emissão de notas promissórias no mercado brasileiro, no valor total de R$1 bilhão, com juros equivalentes a (i) 103% do CDI ao ano, até o 60º dia a contar da data de emissão; (ii) 104% do CDI ao ano, do 61º até o 120º dia a contar da data de emissão, e (iii) 105% da taxa do CDI ao ano, do 121º

até o 180º dia a contar da data de emissão, com vencimento em 11 de julho de 2012. Os recursos foram utilizados para resgatar parcialmente a primeira tranche da segunda emissão das debêntures da Cemig Geração e Distribuição. Estas notas promissórias foram totalmente pagas em 31 de março de 2012, com os recursos da terceira emissão de debêntures.

Em 15 de fevereiro de 2012, a Cemig Geração e Transmissão fez sua terceira emissão de debêntures no mercado brasileiro, no valor total de R$1,35 bilhão, com uma taxa de juros equivalente a: (i) CDI mais 0,90% ao ano, para as debêntures com vencimento em 5 anos; (ii) IPCA mais 6,00% ao ano, para as debêntures com vencimento em 7 anos, e (iii) IPCA mais 6,20% ao ano, para as debêntures com vencimento em 10 anos. Os recursos foram utilizados para resgatar a quarta emissão de notas promissórias comerciais . As debêntures foram garantidas pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R$1.476,5 milhões.

Em 24 de outubro de 2012, a Cemig Geração e Distribuição fez alterações nos empréstimos existentes com o Banco do Brasil, adiando o vencimento desses empréstimos. Alguns empréstimos, contraídos em 2006, com vencimento final após 2012, no valor de R$300 milhões, foram aditados postergando a parcela de 2012 para 2013, mantendo a mesma taxa de juros de 104,1% do CDI ao ano. Outros empréstimos contraídos em 2009, no valor de R$442 milhões, com vencimento final em 2012, tiveram seu vencimento prorrogado para 2015, 2016 e 2017, com nova taxa de juros, a contar da data da alteração, de 108% do CDI ao ano. Os empréstimos continuaram sendo garantidos pela CEMIG. O saldo devedor desses empréstimos em 31 de dezembro de 2012 foi de R$1.358,7 milhões.

Em 2011, assinamos os seguintes contratos financeiros e realizamos as seguintes emissões:

Em 20 de abril de 2011, a Cemig Distribuição obteve R$410 milhões do Banco do Brasil, com vencimento em abril de 2013 e abril de 2014 e com taxa de juros equivalente a 98,5% do CDI ao ano. O saldo devedor era de R$475,9 milhões em 31 de dezembro de 2012.

Em 28 de dezembro de 2011, a Cemig Distribuição fez sua quarta emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R$100,00 milhões, com taxa de juros equivalente a 106% do CDI ao ano, com vencimento em 22 de dezembro de 2012. Os recursos foram destinados para capital de giro. As notas promissórias comerciais foram pagos integralmente em 22 de dezembro de 2012.

Em 28 de dezembro de 2011, a CEMIG fez sua quarta emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R$1,00 bilhão, com taxa de juros equivalente a 106% do CDI ao ano, com vencimento em 22 de dezembro de 2012. As notas promissórias comerciais foram pagas integralmente em 22 de dezembro de 2012.

Em 2010, celebramos os seguintes contratos financeiros e efetuamos as seguintes emissões:

Em 10 de março de 2010, a Cemig Geração e Transmissão emitiu 270.000 debêntures não conversíveis, nominativas, escriturais, sem garantias, em duas séries, compreendendo 156.600 Debêntures da Primeira Série e de 113.400 Debêntures da Segunda Série, da Segunda Emissão do Emissor, no valor total de R$2,7 bilhões. Os recursos foram utilizados para amortizar o saldo devedor da 3ª emissão de notas promissórias comerciais da Cemig Geração e Transmissão. As Debêntures da Primeira Série, com saldo devedor de R$1.755 milhões em 31 de dezembro de 2011, acumularam juros à variação acumulada da taxa média diária do DI - Depósito Interbancário, acrescidas de um spread de 0,90% ao ano. As Debêntures da Segunda Série, com saldo devedor de R$1.444,6 milhões em 31 de dezembro de 2012, foram reajustadas a partir da Data de Emissão, pela variação do IPCA e acumularam juros correspondentes a 7,6796 % ao ano. Essas debêntures são garantidas pela CEMIG.

Em 27 de maio de 2010, a Cemig Distribuição captou R$600 milhões de recursos do Banco do Brasil, com vencimento em maio de 2013. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R$793,2 milhões.

No último trimestre de 2010, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição, aditaram diversos contratos de empréstimo celebrados com o Banco do Brasil S.A., a fim de (i) postergar a data de vencimento das parcelas a pagar em 2010, no valor total de R$242,1 milhões com relação à Cemig Geração e Transmissão e R$48,9 milhões com relação à Cemig Distribuição, e (ii) alterar a taxa de juros de 110,0% do CDI por ano para 109,8% do CDI por ano. A CEMIG é garantidora desses empréstimos e o total do saldo devedor desses contratos em 31 de dezembro de 2012 era de R$447,2 milhões (no caso da Cemig Geração e Transmissão). Os contratos assinados com a Cemig Distribuição foram pagos integralmente no último trimestre de 2012.

Em 23 de dezembro de 2010, a CEMIG realizou sua terceira emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R$350,0 milhões, com taxa de juros de 105,5% do CDI por ano, com vencimento em 18 de dezembro de 2011. As notas promissórias comerciais foram pagas antecipadamente em 4 de agosto de 2011.

Estamos sujeitos a cláusulas financeiras contidas em alguns de nossos contratos de dívidas que nos obrigam a manter certos índices financeiros. Esses índices são calculados com base em nossas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas e outras cláusulas podem limitar nossa capacidade de sustentar

nossa liquidez e exigência de capital. Em 31 de dezembro de 2012, descumprimos com os seguintes índices contidos em nos contratos financeiros entre a Cemig Distribuição e o Banco Santander (originalmente ABN Amro Bank):

Cemig D
- LAJIDA/ Despesas Financeiras era 2,4 x, quando deveria ser maior ou igual a 3,0x
- Dívida/LAJIDA era 3,2x, quando deveria ser menor ou igual a 2,5x

Cemig (como garantidora)
- LAJIDA/Despesas Financeiras era 2,8 x, quando deveria ser maior ou igual a 3,0x
- Dívida/LAJIDA era 2,7x, quando deveria ser menor ou igual a 2,5x

Cemig D and Cemig obtiveram um waiver do Banco Santander no dia 18 de Dezembro de 2012.

Em 31 de dezembro de 2012, descumprimos com os seguintes índices contidos nos contratos financeiros entre a Cemig Distribuição e o Banco Itaú BBA:

Cemig D
- LAJIDA/ Despesas Financeiras era 2,3 x, quando deveria ser maior ou igual a 2,8x
- Dívida/(Patrimônio Líquido+Dívida) era 62%, quando deveria ser menor ou igual a 60%
- Dívida de curto prazo/LAJIDA era 200%, quando deveria ser menor ou igual a 100%
- Investimentos/LAJIDA era 96%, quando deveria ser menor ou igual a 77%

Para estes índices a empresa obteve o waiver do Banco Itaú BBA em 18 de Dezembro de 2012. Mas estes índices eram preliminares e os atuais índices atualmente não são compatíveis com os waivers obtidos. Como um novo waiver não foi concedido antes de 31 de dezembro de 2012, o empréstimo teve de ser reconhecido como passivo circulante, já que contratos cujos termos não foram cumpridos, são classificados como passivo circulante. O montante transferido ao passivo circulante como resultado do descumprimento das cláusulas foi de R$1.206 milhões, incluindo empréstimos com cláusulas de *cross default*. Esperamos obter estes waivers até maio de 2013. Veja a seção "Item 13. Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora".

Dada a atual porção de nossos financiamentos no montante de R$5.900 milhões devidos em 2013 (não considerando o efeito da transferência de R$1.203 milhão citada acima), nós necessitamos de recursos no curto prazo para pagar e refinanciar essas obrigações.

Na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a restrições nos termos das atuais leis e regulamentos de financiamento vigentes no Brasil com relação à nossa capacidade de obtenção de financiamento em determinadas situações. Por exemplo, precisamos obter aprovação do Ministério da Fazenda e do Banco Central antes de realizar certas transações financeiras internacionais, sendo tal aprovação geralmente concedida apenas se o propósito da transação for financiar a importação de bens ou rolar nossa dívida externa. Ademais, as instituições financeiras no Brasil estão sujeitas às restrições de exposição a risco relacionado aos governos estaduais, órgãos governamentais e estatais como nossa companhia. Essas restrições não têm impedido a obtenção de financiamento, embora não haja garantias de que nossa capacidade de obter financiamento não será prejudicada no futuro. Veja a seção "Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relativos à CEMIG – Estamos sujeitos a regras e limites aplicados a níveis de endividamento do setor público e a restrições sobre o uso de certos recursos que captamos, o que poderá nos impedir de obter financiamentos".

As recentes mudanças na regulamentação do setor de energia, especialmente aquelas introduzidas para a geração e transmissão de negócios pela Lei n º 12.783, e revisão tarifária da Cemig Distribuição (realizada em abril de 2013) têm exigido planejamento de orçamento mais preciso. A partir da data deste relatório, a nossa Despesas de Capital e Plano de Investimentos para 2013 ainda não tinha sido aprovada por nós. Em 2012, cobrimos nossos gastos de capital e investimentos em aquisições e atendemos nossas necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Em 2013, esperamos financiar os recursos necessários para os investimentos em aquisições propostos e atenderemos nossas demais necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Como nos valemos principalmente de caixa gerado por operações para prover recursos à nossa liquidez e necessidades de capital, fatores que acarretam o aumento ou a diminuição de nossas receitas e lucro líquido podem ter efeito correspondente sobre o acesso de nossa companhia a fontes de liquidez.

Em longo prazo, prevemos que será necessário efetuar significativos gastos de capital com relação à manutenção e atualização de nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, e esperamos empregar várias de fontes de liquidez, como o fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos, com relação a tais necessidades. Veja a seção "Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco" para uma explanação acerca de certas questões que podem afetar adversamente nossa posição de liquidez.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos não apenas em sistemas de energia elétrica, mas em todos os campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de fontes de energia alternativas, controle ambiental e desempenho do sistema de energia e otimização da segurança.

Em 2012, nos investimos R$47 milhões em pesquisa e desenvolvimento e transferimos R$41 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), um fundo federal de incentivo à pesquisa e desenvolvimento, além de R$21 milhões para a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a companhia federal de planejamento energético. Em 2011, investimos R$37 milhões em projetos de pesquisa e desenvolvimento e transferimos R$32 milhões para o FNDCT e R$16 milhões para a EPE. Em 2010, investimos R$39 milhões em projetos de pesquisa. Além disso, R$34 milhões foram transferidos ao FNDCT e R$17 milhões à EPE. Nossos esforços de pesquisa e desenvolvimento atendem a Lei Federal nº 9991/2000, conforme alterada, que exige que as concessionárias de serviço público de energia elétrica brasileiras despendam pelo menos 1% de seu lucro líquido em projetos e programas de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética (inclusive transferências para o FNDCT e EPE), e estão em conformidade com nosso planejamento estratégico.

Em conformidade com as instruções da Aneel, registramos uma obrigação em 2012 para despesas futuras em programas de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética na quantia de R$174 milhões, relativamente aos valores que já haviam sido incluídos na determinação de nossas tarifas em 2012.

Dedicamos parcela significativa de nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento à evolução do emprego de fontes de energia renováveis, inclusive geração de energia eólica, solar e a partir de biomassa.

Tendências

Na qualidade de concessionária de serviço público, estamos sujeitos aos regulamentos editados pelo Governo Federal conforme descrito no "Item 4. Informações sobre a Companhia – O Setor Elétrico Brasileiro" Em vista disso, qualquer alteração da estrutura regulatória poderá nos afetar significativamente, seja no tocante a nossas receitas se a alteração for relativa a preços, seja no tocante a nossas despesas operacionais se a alteração for relativa a custos incorridos para prestar serviços a clientes.

Não prevemos qualquer alteração significativa de receitas no tocante às atividades de transmissão e distribuição uma vez que os regulamentos em vigor estão de acordo com os planos da administração do Governo Federal e foram recentemente modificados pela Lei nº 12.783.

No tocante à expansão, acreditamos que a extensão de serviços de eletricidade a todos os potenciais consumidores representa uma tendência significativa em nossa indústria. As concessionárias de energia elétrica ficam atualmente obrigadas a prestar serviços a todos os potenciais consumidores de acordo com cronograma estabelecido pela Aneel. Nos termos da Lei Federal nº 10.438, de 26 de abril de 2002, conforme alterada, e a resolução relevante da Aneel, o financiamento da extensão destes serviços de eletricidade veio da Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, e da Reserva Global de Reversão, ou RGR.

Com relação à confiabilidade de suprimento de energia, a capacidade estrutural do sistema é adequada para o atendimento às necessidades do consumo de energia do mercado, e a expansão da capacidade de geração e transmissão de energia já em desenvolvimento vai atender às expectativas de crescimento do consumo de energia. As taxas de crescimento do consumo de energia nos últimos anos foram de 7,9%(2009/2010), 3,28%(2010/2011) e 4,19%(2011/2012). O governo brasileiro tem tido sucesso nos leilões de energia nova a partir de 2005, que viabilizam a construção de novos empreendimentos, tais como as usinas hidrelétricas de Santo Antônio (3.150,4 MW) e Jirau (3.750 MW)no rio Madeira, Belo Monte (11.233 MW) no rio Xingu, e Teles Pires (1.820 MW) no rio Teles Pires , de acordo com as necessidades de compra de energia das empresas distribuidoras.

Compromissos

Em um dos contratos que regulam a parceria da Cemig Geração e Transmissão com o FIP Coliseu na aquisição das ações da Terna realizada pela Terna S.p.A, a Cemig Geração e Transmissão concedeu ao FIP Coliseu o direito de vender todas as suas ações da TAESA à Cemig Geração e Transmissão, no quinto ano após tornar-se acionista, mediante o pagamento dos montantes do capital investido líquido dos dividendos e dos benefícios recebidos pelo FIP Coliseu na aquisição da Terna, ajustado pela variação o IPCA +7% a.a.

Em um dos contratos que regulam a parceria da CEMIG com o FIP Redentor na aquisição de 100% das ações da Light indiretamente detidas por Enlighted e FIP PCP, a CEMIG concedeu ao FIP Redentor o direito de vender todas as suas ações da Parati para a CEMIG, no quinto ano após a aquisição, pelo FIP Redentor, de tais ações, por um preço igual ao valor do capital investido pelo FIP Redentor na aquisição dessas ações, ajustado conforme a variação do CDI mais 0,9% a.a. líquido de dividendos e benefícios recebidos pelo FIP Redentor.

Compromissos Contratuais

Nós temos compromissos e obrigações contratuais em aberto que incluem provisões para pagamento de principal de dívida, a obrigação de comprar energia elétrica para revenda de Itaipu, a obrigação de transferir e transportar energia elétrica de Itaipu, assim como compromissos de construção. A tabela abaixo apresenta informações sobre nossas obrigações e compromissos

contratuais em milhares de reais, em 31 de dezembro de 2012:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 em diante	Total
Dívida de longo prazo (1)……	5.912.346	2.415.726	1.703.318	1.154.719	1.655.603	3.328.598	16.170.310
Compra de energia da Itaipu (2)…….	970.559	987.811	984.382	947.985	962.996	32.526.764	37.380.497
Transporte de energia da Itaipu (2)…….....	27.248	24.561	25.927	25.988	28.785	1.464.731	1.597.240
Dívida do plano de pensão – Forluz. …….....	51.227	54.301	57.559	61.012	64.673	526.098	814.870
Compra de eletricidade (3).....	2.248.795	2.102.150	2.210.399	2.325.517	2.422.252	63.180.091	74.489.204
Outras compras de energia (4)…….....	1.93.,805	1.976.670	1.666.778	1.572.917	2.030.629	41.265.737	50.444.536
Medida Provisória nº 579/2012	334.163	214.985	785.129	736.021	684.104	36.185.497	39.939.899
Total …….....	11.476.143	7.776.204	7.433.492	6.824.159	7.849.042	178.477.516	219.836.556

(1) Na hipótese de descumprimento por nossa parte de certos compromissos contidos em nossos contratos de empréstimo, o valor principal total, juros futuros e quaisquer multas devidas nos termos desses contratos poderão se tornar imediatamente devidos e pagáveis. Veja a seção "Item 13. Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora". Tais valores não incluem pagamento de juros sobre a dívida ou pagamentos de taxa de juros de contratos de *swap*. A Companhia espera pagar aproximadamente R$610 milhões em juros sobre dívidas em 2013. A Companhia não acredita que as projeções de pagamento de juros de contratos de *swap* seriam significativas. Até Março de 2013, a Companhia já havia efetuado R$3.446 milhões milhões em pagamentos de dívidas.

(2) Contrato com Furnas denominado em dólares dos Estados Unidos, para fornecer energia elétrica comprada de Itaipu até maio de 2013. Estes montantes foram calculados com base na taxa do dólar do dia 31 de dezembro de 2012.

(3) Inclui compras no mercado à vista por meio de leilões.

(4) Compensação a ser recebida pela Companhia devido à antecipação do vencimento dos contratos das concessões de transmissão, em acordo com a MP 579 (Lei n° 12.783)

(4) Inclui compras no mercado à vista por meio de contratos bilaterais.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Conselheiros e Diretores

A CEMIG é administrada por nosso Conselho de Administração, que possui 14 membros, cada qual com o respectivo suplente, e por nossa Diretoria, que é composta por 11 Diretores. Por ser nosso acionista majoritário, o Governo do Estado de Minas Gerais tem direito de eleger a maior parte dos membros de nosso Conselho de Administração. Todos os detentores de ações ordinárias da CEMIG têm direito de voto na eleição de membros de nosso Conselho de Administração. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, qualquer acionista detentor de no mínimo 5% de nossas ações ordinárias em circulação poderá requerer a adoção de procedimento de voto múltiplo, que confere a cada ação número de votos igual ao número de membros a serem eleitos para o nosso Conselho de Administração, sendo reconhecido ao acionista o direito de cumular os votos num só candidato ou distribuí-los entre vários.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, os detentores de ações ordinárias representativas de no mínimo 10% de nosso capital social, bem como detentores de ações representativas de no mínimo 15% de nosso capital social (que não nosso acionista controlador) terão o direito de nomear um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente. Caso nenhum dos detentores de ações ordinárias ou ações preferenciais se enquadre nos limites mínimos mencionados acima, os acionistas que representarem no total no mínimo 10% de nosso capital social poderão combinar suas participações para nomear um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente.

A CEMIG e suas subsidiárias integrais, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição, têm o mesmo Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria, exceto por, em relação às Diretorias das subsidiárias integrais, somente a Cemig Distribuição possui Diretoria de Distribuição e Comercialização e somente a Cemig Geração e Transmissão possui Diretoria de Geração e Transmissão.

Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração se reúne, normalmente, uma vez por mês e, extraordinariamente, quando convocado por seu Presidente, Vice-Presidente, um terço (1/3) de seus membros ou nossa Diretoria. Suas responsabilidades incluem, entre outros, a fixação da estratégia societária, orientação geral de nossos negócios e eleição, aprovação de diversas operações relevantes, e destituição e fiscalização de nossos Diretores.

Cada membro do Conselho de Administração, permanente ou suplente, é eleito em Assembleia Geral. Os suplentes substituem os respectivos conselheiros permanentes sempre que os referidos conselheiros permanentes se ausentarem temporariamente, ou no caso de vacância do Conselho de Administração, e ocuparão esse cargo até a nomeação de conselheiro permanente para preencher a vacância. Nenhum conselheiro de nosso Conselho de Administração ou suplente tem contrato de trabalho com nossa Companhia ou com qualquer subsidiária que preveja benefícios por ocasião da rescisão do contrato de trabalho.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Nos termos de nosso Estatuto Social, os membros de nosso Conselho de Administração são eleitos para mandatos únicos de dois anos, podendo ser reeleitos. Nosso Conselho de Administração é formado por até 14 membros permanentes, e seus respectivos suplentes, dos quais oito foram eleitos pelo Governo do Estado de Minas Gerais, cinco pela AGC Energia S.A. ("AGC Energia"), e um pelos acionistas preferenciais. O mandato dos atuais membros de nosso Conselho de Administração expiram na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2014. Os nomes, os cargos e as datas da primeira nomeação de nossos conselheiros e respectivos suplentes são os seguintes:

Nome	**Cargo**	**Data da Primeira Nomeação**
Dorothea Fonseca Furquim Werneck	Presidente	20 de janeiro de 2011
Paulo Sérgio Machado Ribeiro	Suplente	25 de abril de 2008
Djalma Bastos de Morais	Vice-Presidente	14 de janeiro de 1999
Lauro Sérgio Vasconcelos David	Suplente	28 de abril de 2006
Arcângelo Eustáquio Torres Queiroz	Conselheiro	10 de dezembro de 2009
Franklin Moreira Gonçalves	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Wando Pereira Borges	Conselheiro	18 de dezembro de 2012
Marco Antonio Rodrigues da Cunha	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Joaquim Francisco de Castro Neto	Conselheiro	21 de dezembro de 2011
Adriano Magalhães Chaves	Suplente	10 de dezembro de 2009
Francelino Pereira dos Santos	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Leonardo Maurício Colombini Lima	Suplente	12 de maio de 2011
Fuad Jorge Noman Filho	Conselheiro	29 de agosto de 2012
Luiz Augusto de Barros	Suplente	29 de agosto de 2012
João Camilo Penna	Conselheiro	25 de abril de 2008
Guilherme Horta Gonçalves Junior	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Eduardo Borges de Andrade (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Tarcísio Augusto Carneiro (1)	Suplente	4 de agosto de 2010
Otávio Marques de Azevedo (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Bruno Magalhães Menicucci (1)	Suplente	21 de dezembro de 2011
Paulo Roberto Reckziegel Guedes (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Marina Rosenthal Rocha (1)	Suplente	18 de dezembro de 2012
Ricardo Coutinho de Sena (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Newton Brandão Ferraz Ramos (1)	Suplente	4 de agosto de 2010
Saulo Alves Pereira Junior (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
José Augusto Gomes Campos (1)	Suplente	21 de dezembro de 2011
Guy Maria Villela Paschoal (2)	Conselheiro	25 de abril de 2008
Christiano Miguel Moysés (2)	Suplente	27 de abril de 2012

(1) Eleito pela AGC Energia.
(2) Eleito pelos acionistas preferenciais.

Segue abaixo um resumo das informações biográficas de cada membro do Conselho de Administração:

Arcângelo Eustáquio Torres Queiroz – O Sr. Queiroz graduou-se em História pelo Centro Universitário de Belo Horizonte – UNIBH. Desde 1988 trabalha no "Grupo Cemig", primeiramente nesta Empresa e, posteriormente na Cemig Distribuição, onde ocupa o cargo de Técnico Administrativo. De 2006 a 2010, foi membro titular do Comitê do Prosaúde da Forluminas de Seguridade Social – Forluz, fundo de pensão de algumas empresas do "Grupo Cemig". Atualmente, é Diretor do Sindicato Intermunicipal dos Trabalhadores na Indústria Energética de Minas Gerais e dos Trabalhadores na Indústria de Gás Combustível do Estado de Minas Gerais – SINDIELETRO/MG. O Sr. Queiroz participa do nosso Comitê de Carreira e Remuneração e, desde 2009, é membro efetivo do nosso Conselho de Administração, da Cemig D e Cemig GT.

Djalma Bastos de Morais - O Sr. Morais é formado em Engenharia pelo Instituto Militar de Engenharia, tendo concluído estudos de pós-graduação em telefonia e informática no mesmo instituto. De 1995 a 1998, foi Vice-Presidente da Petrobras Distribuidora S.A. e, de 1993 a 1994, atuou como Ministro das Comunicações do Brasil. Também ocupou vários outros cargos, como Diretor Presidente da Telecomunicações de Minas Gerais S.A. - Telemig; Gerente da Telecomunicações Brasileiras S.A. - Telebrás; Diretor de Operações da Telecomunicações de Mato Grosso - Telemat; Diretor de Operações da Telecomunicações do Amazonas - Telemazon; e, Gerente da Telefônica Municipal S.A. - Telemusa. O Sr. Morais é diretor e membro do Conselho de Administração de várias empresas do nosso "Grupo" e, desde 1999, é o nosso Diretor Presidente e o Vice-Presidente do nosso Conselho de Administração; bem como da Companhia de Gás de Minas Gerais-Gasmig e da Cemig Telecomunicações S.A.. Desde 2004, é Diretor Presidente e o Vice Presidente do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT. Desde 2006, é membro do Conselho de Administração da Light S.A. e da Light Serviços de Eletricidade S.A. e, desde 2009, Presidente do Conselho de Administração da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA.

Dorothea Fonseca Furquim Werneck **–** A Sra. Werneck graduou-se em Economia, tendo concluído curso de Mestrado na Escola de Pós Graduação em Economia pela Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro e o Doutorado pela Boston College USA. Foi Ministra da Indústria, do Comércio e do Turismo de 1995 a 1996 e Ministra do Trabalho de 1989 a 1990. Ela foi

Gerente Sênior da Agência de Promoção de Exportações – Apex entre 1990 e 1992, Secretária Executiva do Ministério da Fazenda em 1992, Secretária de Economia Nacional entre 1991 e 1992, Secretária de Planejamento Social e Econômico entre 1988 e 1989, Secretária de Emprego e Salários, entre 1985 e 1988, e membro da equipe técnica do IPEA entre 1975 e 2003. Entre outras funções, ela também foi diretora da Fundação Prêmio Nacional de Qualidade (em 1993/1994 e 1998/1999), e membro dos Conselhos da Funcex e da AEB, entre 1999 e 2005. Desde 2011 é titular da Secretaria de Desenvolvimento do Estado de Minas Gerais e Presidente do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e Cemig GT.

Eduardo Borges de Andrade - O Sr. Andrade é formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Minas Gerais e completou seus estudos de pós-graduação em administração financeira pela Fundação Getúlio Vargas de São Paulo. Começou sua carreira na Construtora Andrade Gutierrez em 1961, onde ocupou diferentes cargos, como Diretor de Obras, Diretor de Operações e, entre 1978 e 2001, Diretor Presidente. Atualmente, o Sr. Andrade é membro efetivo dos Conselhos de Administração da Andrade Gutierrez S.A. e da Companhia de Concessões Rodoviárias S.A. – CCR e diretor da AGC Participações Ltda. É, também, membro do Conselho Curador da Fundação Dom Cabral. Desde 2010, o Sr. Andrade é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e Cemig GT.

Francelino Pereira dos Santos - O Sr. Santos formou-se em direito na Universidade Federal de Minas Gerais. Foi senador por Minas Gerais, de 1995 a 2002 e governador de Minas Gerais de 1979 a 1983. Foi também deputado federal por quatro mandatos sucessivos de 1963 a 1979, e vereador da cidade de Belo Horizonte de 1951 a 1954. De 1961 a 1966, foi Chefe de Gabinete do Secretário do Estado de Minas Gerais de Assuntos Internos e da Justiça, Chefe do Departamento de Administração Geral do Estado de Minas Gerais e Conselheiro Chefe de Assuntos Municipais do Gabinete do Governador. De 1985 a 1990 foi Vice-Presidente da administração do Banco do Brasil S.A. e Diretor Presidente da Acesita, de 1983 a 1984. O Sr. Santos é membro da Academia Brasileira de Letras e também membro efetivo da Academia Nacional de Agricultura. Desde 2003, o Sr. Santos é membro efetivo do nosso Conselheiro de Administração e, desde 2004, é membro do Conselho de Administração da Cemig D e Cemig GT.

Fuad Jorge Noman Filho – O Sr. Noman Filho graduou-se em Economia pelo Centro de Ensino Unificado de Brasília (CEUB), concluiu também Pós-Graduação em Programação Econômica e Execução Orçamentária pela Universidade de Brasília. Foi secretário executivo adjunto e secretário de Haveres e Riscos da Secretaria do Tesouro Nacional, no Ministério da Fazenda. Também foi secretário executivo da Casa Civil da Presidência da República e consultor do Fundo Monetário Internacional - FMI. Foi, também, Secretário de Estado de Fazenda de Minas Gerais, entre 2003 e 2007, e, entre 2007 e 2010, Secretário de Estado de Transportes e Obras Públicas de Minas Gerais. Entre 2007 e 2011, foi membro do Conselho de Administração do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG). Desde 2008, é membro do Conselho de Administração da Marcopolo S.A., que atua na fabricação de ônibus e desenvolvimento e implantação de soluções para o transporte público. Entre março de 2011 e agosto de 2012, foi Diretor-Presidente e membro do Conselho de Administração da Gasmig, e nosso Diretor de Negócios de Gás. Desde agosto de 2012, o Sr. Noman Filho ocupa o cargo de Secretário de Estado de Coordenação de Investimentos de Minas Gerais, bem como o de Secretário de Estado de Minas Gerais para Assuntos da Copa do Mundo.

Guy Maria Villela Paschoal - O Sr. Paschoal é formado em Engenharia Mecânica e Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais e concluiu cursos de Direito do Setor Elétrico na Faculdade de Direito de Belo Horizonte e em Gestão para Executivos de Energia Elétrica, do Rensselaer Polytechnic Institute, em Troy, Nova York, EUA. Empregado de carreira, o Sr. Paschoal ingressou na Empresa em 1984 e alcançou vários cargos incluindo, Diretor, Vice Presidente, Diretor Presidente e Presidente do Conselho de Administração. Atuou, também, como consultor e assessor da Diretoria Executiva da Eletrobras e como membro do Conselho de Administração da Itaipu Binacional. Como secretário-geral do Ministério de Minas e Energia, foi em várias ocasiões Ministro em Exercício de Minas e Energia. De 2003 a 2008, foi membro da Câmara de Infraestrutura da Federação das Indústrias de Minas Gerais (Fiemg). Trabalhou como consultor em Furnas Centrais Elétricas, em projetos de hidrelétricas no Rio Madeira. No mesmo período, trabalhou na Eletrobras como Consultor da Presidência e membro do Comitê Diretório da Utilização da Hidrelétrica de Belo Monte. No período de 2008/2012, foi o Presidente do Conselho e Diretor da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADEE. Desde 2008, é membro efetivo do nosso Conselheiro de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e Cemig GT. Atualmente, e membro do Conselho Consultivo da Memória da Eletricidade do Brasil (Rio de Janeiro) e do Conselho Superior da Fundação Felice Rosso (Hospital Felício Rocho).

João Camilo Penna - O Sr. Pena formou-se em engenharia em 1948 pela Universidade Federal de Minas Gerais. Exerceu o cargo de Secretário de Estado da Fazenda de Minas Gerais nos governos de Aureliano Chaves e Oznam Coelho de 1975 a 1979, Ministro do Comércio e da Indústria do Brasil no governo de Figueiredo de 1979 a 1984, e Presidente de Furnas Centrais Elétricas de 1985 a 1989. Durante esses mesmos períodos foi Secretário Administrativo do Estado de Minas Gerais, membro do Conselho Monetário Nacional (CMN), membro do Conselho de Administração da Eletrobras, Vice-Presidente da Associação de Normas Técnicas Brasileiras, Diretor do Comitê de Represas de Grande Porte e do Grupo Brasileiro da Conferência Mundial de Energia. Foi membro do Comitê de Ética da Presidência da República, de 2000 a 2005, e, de 2004 a 2005, membro do Comitê de Ética Pública do Governo do Estado de Minas Gerais. Desde 2008, é membro efetivo do nosso Conselho de Administração, e dos Conselhos de Administração da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão.

Joaquim Francisco de Castro Neto – O Sr. Castro Neto é formado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas e completou sua especialização em Vendas, Marketing e Desenvolvimento de Novos Produtos pela IMEDE em

Lausanne, Suíça. Desde 2008, o Sr. Castro Neto é membro do Conselho de Administração da ABodyTech e da Magazine Luiza, tendo ocupado a Presidência do Conselho de Administração dessa última, De 2008 a 2010, ocupou a Presidência Executiva da Redecard. Foi Presidente Executivo do Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A. de 1974 a 2004, e membro do seu Conselho de Administração de 2004 a 2008. Desde 2011, o Sr. Castro Neto é membro do Conselho de Administração da Jereissati Participações S.A., membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão.

Otávio Marques de Azevedo – O Sr. Azevedo é graduado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, tendo concluído a pós-graduação em Engenharia Econômica pela Universidade Federal de Minas Gerais e Planejamento Estratégico na Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. O Sr. Azevedo foi Vice-Presidente da Telebrás de 1991 a 1993, Presidente Executivo da Tele Norte Leste Participações S.A., de 1998 a 1999, e Presidente do seu Conselho de Administração de 2003 a 2004. Foi Presidente do Conselho da Anatel de 2001 a 2002 e, desde 1993, é Presidente Executivo da Andrade Gutierrez S.A e Andrade Gutierrez Telecomunicações Ltda. O Sr. Azevedo é, ainda, membro do Conselho de Administração de várias empresas desse grupo, tendo ocupado a presidência de vários desses Conselhos. O Sr. Azevedo também foi membro do Conselho Estratégico da Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais - Fiemg, do Conselho da Associação Comercial do Rio de Janeiro – ACRJ e do Conselho Diretivo da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp). Desde 2010, o Sr. Azevedo é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT.

Paulo Roberto Reckziegel Guedes – O Sr. Guedes é formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, tendo concluído o MBA Corporativo na Fundação Dom Cabral. O Sr. Guedes ingressou no Grupo Andrade Gutierrez em 1993 como engenheiro assistente, ocupando, posteriormente as funções de engenheiro de fiscalização, gerente geral de operações e gerente de projetos, e, desde 2000, a Diretoria Executiva da Andrade Gutierrez Concessões S.A., uma companhia aberta com concessões de obras e serviços públicos, representando, ainda, a Andrade Gutierrez Concessões S.A. no Conselho de Administração de várias subsidiárias do grupo. Desde 2010, o Sr. Guedes é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT. É membro, também, do Conselho de Administração da Light S.A. e da Light Serviços de Eletricidade S.A.

Ricardo Coutinho de Sena – O Sr. Sena é formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Minas Gerais, e completou seus estudos de pós-graduação em administração financeira na Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. O Sr. Sena trabalhou na construtora M. Roscoe entre 1972 e 1981, ingressando na Andrade Gutierrez, em 1981, ocupando o cargo de Chefe do Departamento de Orçamentos e, a partir de 1993, de Gerente Geral da Unidade de Novos Negócios. Desde 2000, ele é CEO da Andrade Gutierrez e também membro do seu Conselho de Administração. Ele representa Andrade Gutierrez Concessões S.A. no Conselho de Administração de várias de suas subsidiárias. Desde 2010, o Sr. Sena é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT.

Saulo Alves Pereira Junior – O Sr. Pereira Júnior graduou-se em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC-MG), tendo concluído Pós-Graduação em Planejamento Orçamentário de Obras e Serviços pelo Instituto de Educação Continuada da PUC-MG e em Gestão Administrativa pela Universidade Federal da Bahia. Concluiu, também, o MBA Empresarial na Fundação Dom Cabral. O Sr. Pereira Júnior começou sua carreira em 1993 como estagiário no nosso Centro de Operações. Em 1995, ingressou na Construtel Projetos e Construções Ltda. como engenheiro de planejamento e coordenação de orçamento das obras, e em 1998, assumiu o cargo de Gerente Geral da Unidade de Negócios na Bahia. Em 2000, o Sr. Pereira Júnior ingressou no grupo Andrade Gutierrez e, desde 2004, atua como Diretor Comercial da Construtora Andrade Gutierrez S.A.. Desde 2007, trabalha na Andrade Gutierrez Concessões, participando ativamente do processo de consolidação do grupo no setor elétrico. Desde 2010, o Sr. Pereira Júnior é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT.

Wando Pereira Borges – O Sr. Borges graduou-se em Economia e Administração de Empresas pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), tendo concluído pós-graduação pela Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro e pela Yale University (EUA). Entre 1962 e 1966, foi economista-chefe do Departamento de Projetos do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG). Entre 1967 e 1969, foi consultor especial do Diretor Geral do DNER, o Departamento Nacional de Estradas de Rodagem e, em 1969 e 1970, foi Consultor do Banco Mundial no Chile e em Washington, D.C. De 1970 a 1976, foi conselheiro da TRNSCON++, uma empresa de consultoria de transportes brasileira. Entre 1977 e 1979, foi Diretor-Presidente da Digibrás. Entre 1979 e 1982, foi Secretário Geral do Ministério dos Transportes. De 1982 a 1984, o Sr. Borges foi Diretor-Presidente da GEIPOT – Empresa Brasileira de Planejamento de Transportes. De 1984 a 1992, foi consultor da Cia. Do Jari, Caemi e subsidiárias. Entre 1993 e 1995, foi Consultor de Transportes e Conselheiro da ABCE, a Associação Brasileira de Consultores de Engenharia. Em 1995 e 1996, foi consultor da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados do Congresso Nacional. De 1997 a 1999, atuou como Secretário de Planejamento, Indústria e Comércio da Cidade de Patos, no Estado de Minas Gerais. Em 2000 e 2001, atuou como consultor para a Confederação Nacional do Transporte (CNT). Desde 2002 ele atua como consultor para projetos de transporte e concessionários de rodovias. Entre 2008 e 2010, foi membro do Conselho de Administração da Bozel Mineração S.A., e entre 2008 e 2009 foi Diretor-Presidente da Eleja – Elétrica Jacuí S.A. Em 2008 e 2009, era Administrador da Powerbras Energia Holding Ltda. Desde 18 de dezembro de 2012 o Sr. Borges é membro do Conselho de Administração da Cemig, da Cemig D e da Cemig GT.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Diretoria

Nossa Diretoria, composta por onze Diretores, é responsável pela execução de deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração e pela administração cotidiana. Os membros de nossa Diretoria, os Diretores, têm responsabilidades individuais estabelecidas em nosso Estatuto Social e ocupam seus cargos por mandato de três anos. Os mandatos dos atuais Diretores expiram na primeira Reunião do Conselho de Administração após a Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2015. Os Diretores são eleitos por nosso Conselho de Administração. Em geral, são realizadas reuniões ordinárias pelo menos duas vezes por mês, sendo as reuniões extraordinárias realizadas sempre que convocadas pelo Diretor-Presidente, ou Presidente, ou por dois Diretores que não o Presidente.

Os diretores executivos deverão exercer suas funções em período integral, em dedicação exclusiva à Companhia. Eles poderão, ao mesmo tempo, exercer funções não remuneradas na administração de subsidiárias integrais e outras subsidiárias ou coligadas, a critério do Conselho de Administração. Deverão, entretanto, obrigatoriamente, ocupar e exercer os cargos correspondentes nas subsidiárias integrais Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão.

A Diretoria é responsável pela atual administração dos negócios da Companhia, sujeita à obrigação de obedecer ao Plano Estratégico de Longo Prazo, o Plano de Implementação Plurianual e o Orçamento Anual.

Algumas decisões, conforme descritas no artigo 4, cláusula 21, de nosso estatuto social, exigem a aprovação de nossa Diretoria.

Em caso de ausência, licença, renúncia ou vaga do cargo de diretor-presidente, o diretor vice-presidente deverá exercer as atribuições do diretor-presidente, por qualquer que seja a duração da ausência ou da licença, e, em caso de vaga, impedimento ou renúncia, até o cargo ser preenchido pelo Conselho de Administração. Em caso de ausência, licença, renúncia ou vaga do cargo de quaisquer outros membros da Diretoria, esta poderá, por aprovação da maioria dos membros, atribuir o exercício das respectivas funções a outro diretor executivo, enquanto durar o período de ausência ou licença – ou, em caso de vaga, o impedimento ou renúncia, até o cargo ser preenchido pelo Conselho de Administração. O diretor-presidente, ou um membro da Diretoria eleito da maneira supramencionada, deverá ocupar o cargo pelo período restante do mandato do diretor substituído.

Os nomes, cargos e datas da primeira nomeação de nossos diretores são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Djalma Bastos de Morais	Diretor-Presidente	14 de janeiro de 1999
Arlindo Porto Neto	Diretor Vice-Presidente	20 de janeiro de 2009
Ricardo José Charbel	Diretor de Distribuição e Comercialização	23 de novembro de 2012
Luiz Henrique de Castro Carvalho	Diretor de Geração e Transmissão	18 de agosto de 2008
Fernando Henrique Schüffner Neto	Diretor de Desenvolvimento de Negócios	9 de janeiro de 2007
Luiz Fernando Rolla	Diretor Financeiro e Relações com Investidores	9 de janeiro de 2007
Frederico Pacheco de Medeiros	Diretor de Gestão Empresarial	20 de janeiro de 2011
José Raimundo Dias Fonseca	Diretor Comercial	20 de janeiro de 2011
José Carlos de Mattos	Diretor de Gás	9 de janeiro de 2007
Maria Celeste Morais Guimarães	Diretora Jurídica	3 de janeiro de 2011
Luiz Henrique Michalick	Diretor de Relações Institucionais e Comunicação	20 de janeiro de 2011

A seguir, uma breve informação biográfica de cada membro de nosso Conselho Fiscal:

Arlindo Porto Neto – O Sr. Porto Neto é formado em Administração de Empresas e em Contabilidade pela Universidade Federal de Uberlândia. Foi Senador pelo Estado de Minas Gerais, de 1995 a 2003, e Ministro de Estado de Agricultura e Abastecimento, de 1996 a 1998. De 1991 a 1994, o Sr. Porto Neto foi Vice-Governador do Estado de Minas Gerais e, de 1983 a 1985, foi Prefeito da cidade de Patos de Minas. Desde 2004, o Sr. Porto Neto é o Vice-Presidente da Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais – CODEMIG e, desde 2009, é o nosso Diretor Vice-Presidente e da Cemig D e Cemig GT.

Djalma Bastos de Morais - para informações bibliográficas relativas ao SR. Djalma, veja seção "— Conselho de Administração".

Fernando Henrique Schüffner Neto – O Sr. Schüffner Neto graduou-se em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, tendo concluído o mestrado em Controle e Automação pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) e o MBA em Gestão de Negócios pelo Ibmec. Profissional de carreira, o Sr. Schüffner Neto ingressou na empresa em 1985, exercendo vários cargos, incluindo Superintendente de Coordenação, Planejamento e Expansão da Distribuição, Superintendente de Coordenação Executiva do Programa Luz para Todos, Diretor de Geração e Transmissão e Diretor de Distribuição e Comercialização. O Sr. Schüffner Neto é também professor e pesquisador, além de diretor e membro do Conselho de Administração de várias empresas do nosso "Grupo". O Sr. Schüffner Neto é membro suplente do nosso Conselho de

Administração, da Cemig Telecomunicações S.A., da Cemig D, Cemig GT, Light S.A. e Light Serviços de Eletricidade S.A.. Desde 2007 é Diretor da Cemig, Cemig D e Cemig GT, ocupando, desde 2010, nossa Diretoria de Desenvolvimento de Negócios.

Frederico Pacheco de Medeiros – O Sr. Medeiros formou-se em Direito pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Atuou como Consultor Jurídico do Tribunal de Recursos do Estado de Minas Gerais entre 1989 e 1998, e foi Secretário Parlamentar da Câmara dos Deputados do Congresso Brasileiro entre 1993 e 2002. O Sr. Medeiros foi Secretário Adjunto de Estado de Minas Gerais de 2003 a 2008, e Secretário Geral do Governador do Estado de Minas Gerais entre 2008 a 2010. Desde 2011, o Sr. Medeiros é nosso Diretor de Gestão Empresarial ocupando o mesmo cargo na Cemig Distribuição S.A. e na Cemig Geração e Transmissão S.A..

José Carlos de Mattos – O Sr. Mattos nasceu em 1946 e se formou em Administração de Empresas e professor com licenciatura plena em Língua Portuguesa. Foi Superintendente Regional (de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro) de 1983 a 1992 e Diretor Financeiro de 1992 a 1994, na Caixa Econômica Federal. Nesse mesmo período, de 1992 a 1994, ocupou a diretoria do Banco Interamericano de Poupança e Empréstimo - BIAPE. De 1995 a 1996, foi Vice-Presidente do Banco do Estado de Minas Gerais - Bemge e, de 2003 a 2005, Diretor Financeiro da Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais - Codemig. Foi Diretor Presidente da Fundação de Seguridade Social de Minas Gerais – Previminas, de 2005 a 2006. Foi Diretor Presidente e Conselheiro de Administração da – Gasmig, de 2007 a 2009. Na Cemig, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Distribuição foi Diretor de Planejamento, Projetos e Construções, de janeiro a abril/2007; Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócios, de abril/2007 a dezembro/2010; Diretor de Gás, de fevereiro a setembro/2009; Diretor de Distribuição e Comercialização, de dezembro/2010 a novembro/2012. Foi eleito, em 23-11-2012, Diretor de Gás da Cemig, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão e Diretor Presidente Gasmig.

José Raimundo Dias Fonseca – O Sr. Fonseca graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora. Concluiu o curso de especialização em Engenharia de Manutenção pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (FUPAI/EFEI); concluiu o curso de Pós-graduação em Gestão Estratégica de Negócios pela Fundação Getúlio Vargas, e o curso de especialização em Gestão de Empresas de Energia Elétrica em Estocolmo na Suécia. Foi Conselheiro Fiscal da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e Vice-Presidente da ABRACEEL – Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica. Funcionário de carreira, o Sr. Fonseca ingressou na Cemig em 1982, onde ocupou vários cargos, desde engenheiro, Gerente de Controle e Liquidação das Operações de Energia a Superintendente de Compra e Venda de Energia no Atacado, cargo esse que exerceu entre 2007 e 2011. Desde 2011 o Sr. Fonseca é o nosso Diretor Comercial, da Cemig D e da Cemig GT.

Luiz Fernando Rolla – O Sr. Rolla graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais, tendo concluído especialização em Engenharia Econômica e Processamento de Dados. Funcionário de carreira, o Sr. Rolla ingressou na Cemig em 1974, quando trabalhou na coordenação do planejamento do sistema elétrico e, posteriormente, na coordenação de projetos financiados pelo Banco Mundial, BID, KFW e Eletrobrás, tendo participado do processo de captação de recursos no mercado internacional com destaque para a colocação de Eurobônus e blocktrade de ações. Em 1987 tornou-se Superintendente de Relações com Investidores, sendo responsável pela criação e implementação da nossa estratégia de relações com investidores, incluindo a estruturação do Nível I e II dos programas de ADR, implementação do Nível 1 de Governança Corporativa na BM&FBovespa e a listagem das nossas ações na Bolsa de Madri. Desde 2009, é o Presidente do Conselho do Instituto Brasileiro de Relações com Investidores – IBRI. O Sr. Rolla é diretor e membro do Conselho de Administração de várias empresas do nosso "Grupo" e, desde 2007, é o nosso Diretor de Finanças e Relações com Investidores, da Cemig D e da Cemig GT. É membro do Conselho de Administração da Light S.A. e da Light SESA.

Luiz Henrique de Castro Carvalho- O Sr. Carvalho graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais, tendo concluído Pós-Graduação pela mesma instituição em Análise de Sistemas com ênfase em Suporte Mainframe. Concluiu, também, o MBA Executivo Internacional em Gestão de Negócios e Tecnologia da Informação pela Fundação Getúlio Vargas – FGV. Funcionário de carreira, o Sr. Carvalho ingressou na empresa em 1984 como Analista de Suporte no Grupo Software e Apoio. Desde então ocupou diversas posições como a de Gerente do Departamento de Apoio e Suporte a Usuários de Informática, Superintendente de Telecomunicações e Informática e Superintendente de Material, Logística e Serviços. O Sr. Carvalho ocupa cargos de diretoria e é membro do Conselho de Administração de várias empresas do nosso grupo. Desde 2008 O Sr. Carvalho é nosso Diretor de Geração e Transmissão e Diretor da Cemig D e Cemig GT.

Luiz Henrique Michalick - Graduou-se em Jornalismo pela Faculdade de Comunicação da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Atuou como jornalista econômico da Sucursal do Jornal Folha de São Paulo, em Belo Horizonte, entre 1979 e 1985. Integrou a editoria econômica do Jornal Estado de Minas, entre 1986 e 1987. Funcionário de carreira, o Sr. Michalick ingressou na empresa em 1985, onde ocupou os cargos de jornalista e Gerente de Imprensa, Relações Públicas e Publicidade, assumindo, em 2003, a Superintendência de Comunicação Empresarial, na qual permaneceu até 2011. Desde 2011 o Sr. Michalick é o nosso Diretor de Relações Institucionais e Comunicação, da Cemig D e da Cemig GT.

Maria Celeste Morais Guimarães – A Sra. Guimarães graduou-se em Ciências Contábeis e em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e em Direito pela Faculdade de Direito da Universidade Federal de Minas Gerais, tendo concluído especialização em Direito Comercial, mestrado e doutorado pela mesma universidade. Foi

Auditora-Geral do Estado de Minas Gerais entre 2003 e 2010 e Presidente do Conselho de Corregedores dos Órgãos e Entidades do Poder Executivo Estadual – CONREGE entre 2004 e 2010. Entre 2005 e 2010, foi membro do Colegiado dos Órgãos de Defesa Social e, entre 2007 e 2009, do Conselho Nacional dos Órgãos de Controle Interno dos Estados Brasileiros e do Distrito Federal – CONACI. De 2007 a 2010 a Sra. Guimarães foi membro do Conselho Geral de Coordenação, Planejamento, Administração e Finanças do Estado de Minas Gerais e entre 2008 e 2010, do Comitê de Governança Corporativa do Estado de Minas Gerais. Foi, também, colaboradora e membro da Comissão de Energia da Comissão de Direito da Energia da Ordem dos Advogados do Brasil, em Minas Gerais e, desde 2011 é nossa Diretora Jurídica, da Cemig D e da Cemig GT.

Ricardo José Charbel – O Sr. Charbel é graduado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e em Manutenção e Operação de Distribuição de Energia Elétrica pela Universidade Mackenzie de São Paulo, pós-graduado em Processamento de Dados pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e com MBA Executivo pela Escola de Negócios Ibmec de Minas Gerais. O Sr. Charbel atuou na Cemig como executivo, ocupando vários cargos na Cemig, incluindo o de Gerente Geral de Planejamento, Estudos e Projetos de Expansão da Distribuição, de 2010 a 2012, Administrador e Gerente Geral de Coordenação Executiva do programa de expansão de distribuição Luz Para Todos de 2007 a 2010, e os cargos de Gerente de Relacionamento com o Cliente e Gerente de Divisão entre 1999 e 2007. O Sr. Charbel iniciou sua carreira na Cemig como analista de sistemas e engenheiro, entre 1983 e 1990. Desde novembro de 2012, o Sr. Charbel é nosso Diretor de Distribuição e Comercialização de Energia.

Remuneração de Conselheiros e Diretores

O valor total de remuneração de Conselheiros e membros da Diretoria e do Conselho Fiscal, incluindo benefícios de qualquer natureza, será estabelecido em Assembleia Geral, de acordo com a legislação vigente.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, o total da remuneração paga a nossos conselheiros e diretores e a conselheiros e diretores da Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão, inclusive seguro-saúde, licença remunerada, bônus, pós-emprego e demais benefícios, totalizou aproximadamente R$ 12 milhões.

A tabela a seguir mostra a remuneração paga aos nossos Conselheiros, Diretores, membros do Conselho Fiscal e Comitê de Apoio em 2012:

Remuneração no ano findo em 31 de Dezembro de 2012 (em R$)				
	Conselheiros	**Comitê de Apoio (1)**	**Diretores**	**Conselho Fiscal**
Número de membros (2)	13	6	11	10
Remuneração total	1.186.5	563.1	9.984.5	459.8

(1) O Comitê de Apoio é um órgão sem função executiva, composto por membros do nosso Conselho de Administração, responsável por avaliar e fazer recomendações sobre assuntos a serem discutidos na reunião do Conselho, priorizando questões, verificando a documentação para melhor compreensão dos membros do Conselho e outros assuntos necessários para a objetividade das reuniões do Conselho.

(2) A quantidade de membros corresponde à média mensal de membros dividida por 12 (doze).

Não existe qualquer contrato entre a Companhia e suas controladas integrais, subsidiárias ou afiliadas e qualquer conselheiro ou diretor da Companhia que conceda qualquer tipo de benefício pós-aposentadoria, exceto o plano de aposentadoria da Forluz, aplicável aos diretores, contanto que estejam qualificados de acordo com as normas e regulamentações da Forluz, sendo também aplicável a outros funcionários nos mesmos termos.

Conselho Fiscal

De acordo com nosso Estatuto Social, nosso Conselho Fiscal deve ser permanente. Nosso Conselho Fiscal deve se reunir uma vez a cada três meses, mas na prática ele vem se reunindo uma vez por mês. Nosso Conselho Fiscal é composto de três a cinco membros e os correspondentes suplentes eleitos pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária para mandato de um exercício social. Os detentores das ações preferenciais, juntos, têm o direito de eleger um dos membros e o seu respectivo suplente. Um membro e respectivo suplente são eleitos pelos acionistas minoritários detentores das ações ordinárias que representem, isoladamente ou em conjunto, no mínimo 10% do capital social. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, que é independente da administração e dos auditores independentes nomeados pelo Conselho de Administração, é revisar nossas demonstrações financeiras e relatá-las aos nossos acionistas. O Conselho Fiscal também é encarregado elaborar pareceres sobre quaisquer propostas de nossa administração a serem apresentadas em assembleia geral relativas a (i) alterações no capital social, (ii) emissão de debêntures ou bônus de subscrição, (iii) planos de investimento e orçamentos de gastos de capital, (iv) distribuições de dividendos, (v) transformação em nossa estrutura corporativa e (vi) reorganizações societárias tais como incorporações, fusões e cisões. O Conselho Fiscal também examina as atividades de administração, informando-as aos acionistas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos mandatos expiram na Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas a ser realizada em 2013, para aprovação das demonstrações financeiras do exercício social de 2012, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond	Membro	27 de abril de 1999
Marcus Eolo de Lamounier Bicalho	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Luiz Guarita Neto	Membro	27 de fevereiro de 2003
Ari Barcelos da Silva	Suplente	29 de abril de 2005
Thales de Souza Ramos Filho	Membro	27 de fevereiro de 2003
Aliomar Silva Lima	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Helton da Silva Soares (1)	Membro	4 de agosto de 2010
Vicente de Paulo Barros Pegoraro(2)	Membro	29 de abril de 2009
Newton de Moura (2)	Suplente	29 de abril de 2009

(1) Eleito pela AGC Energia.
(2) Eleito pelos detentores de ações preferenciais.

A seguir, uma breve informação biográfica de cada membro de nosso Conselho Fiscal:

Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond – O Sr. Drummond é profissional nas áreas de Jornalismo, de Relações Públicas e Administração de Empresas. Desde 1973, é Diretor Gerente da Irad Assessoria e Consultoria Ltda., empresa dedicada a ajudar as grandes empresas com a gestão de seus orçamentos de marketing. Sr. Drummond possui certificação de Conselheiro Fiscal pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC. Entre 1987 e 1996, o Sr. Drummond foi Diretor de Administração da Light. Foi Presidente do COGE - Comitê de Gestão Empresarial no Setor de Energia Elétrica no período de 1994 a 1996. No período de 1996 a 2003, o Sr. Drummond foi membro do Conselho de Administração da Eletronorte. Desde 2006, Sr. Drummond é membro do Conselho Fiscal da Light S.A e membro do Conselho de Administração da CEMAT. Desde 1999, é membro do nosso Conselho Fiscal; e desde 2004, é membro do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Helton da Silva Soares – O Sr. Soares graduou-se em Ciências Contábeis e em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC-MG) e completou seu MBA em Finanças pelo Ibmec de Belo Horizonte. O Sr. Soares ingressou no Grupo Andrade Gutierrez em 1998 e, desde 2008, atua como executivo da Construtora Andrade Gutierrez S.A.. Desde 2010, Sr. Soares é membro do nosso Conselho Fiscal e do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Luiz Guaritá Neto – O Sr. Guaritá Neto graduou-se em Engenharia Civil pelas Faculdades Integradas de Uberaba em 1978, tendo concluído os cursos básicos de Administração de Empresas, O&M e Marketing pela Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. Foi Prefeito de Uberaba de1993 a 1996 Entre 2003 e 2010 foi o primeiro suplente do Senador Eduardo Brandão de Azeredo. Sr. Guaritá Neto é empresário e sócio de várias empresas. Desde 2003, o Sr. Guaritá Neto é membro do nosso Conselho Fiscal. Desde 2004, é membro do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Thales de Souza Ramos Filho – O Sr. Ramos Filho graduou-se em Medicina pela Universidade Federal de Juiz de Fora e em Administração de Empresas pela Faculdade Machado Sobrinho de Juiz de Fora. É Diretor do Hospital Dr. João Felício em Juiz de Fora, Minas Gerais. É sócio gerente da Zenite Empreendimentos Imobiliários. O Sr. Ramos Filho foi membro do Conselho de Administração de Furnas entre 1990 e 1996. Desde 2003, o Sr. Ramos Filho é membro do nosso Conselho Fiscal e desde 2004, é membro do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Vicente de Paulo Barros Pegoraro – O Sr. Pegoraro graduou-se em Administração e Ciências Contábeis pela Universidade de Brasília (UnB) e em Direito pela Universidade Federal do Paraná. O Sr. Pegoraro foi Conselheiro Fiscal do Banco do Brasil, de 2001 a 2003 e conselheiro fiscal/ membro do Comitê de Auditoria da Telecom Italian Mobile - TIM Participações S.A.. Desde 2009, Sr. Pegoraro é membro do nosso Conselho Fiscal e do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Conselho de Consumidores

Instituímos um Conselho de Consumidores em conformidade com a lei brasileira, que é composto por representantes de grupos de consumidores e organizações representativas de interesses coletivos, mas não por membros de nosso Conselho de Administração. O Conselho de Consumidores assessora nossa companhia no tocante a questões relativas a serviços e demais questões do interesse de nossos clientes.

Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para os fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre Comitês de Auditoria de companhias listadas, emitentes não norte-americanos têm permissão para não ter um Comitê de Auditoria separado formado de membros independentes se houver um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, expressamente requerendo ou permitindo que tal

conselho siga certas obrigações. Também segundo esta exceção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os especialistas financeiros de nosso Conselho Fiscal são Helton da Silva Soares e Ari Barcelos da Silva.

Empregados

Em 31 de dezembro de 2012, tínhamos 8.368 empregados na CEMIG, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão, dos quais 230 estavam no nível de administração, e uma média de 488 empregados temporários em 2012. Em 31 de dezembro de 2011, possuíamos 8.706 empregados na CEMIG, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão, dos quais 238 estavam no nível gerencial, e uma média de 350 empregados temporários em 2011. Em 31 de dezembro de 2010, possuíamos 8.859 empregados, dos quais 239 estavam no nível gerencial, e possuíamos uma média de 452 empregados temporários em 2010. A tabela a seguir apresenta nossos empregados por categorias, nas mencionadas datas:

	Número de empregados em		
	31 de dezembro de 2012	**31 de dezembro de 2011**	**31 de dezembro de 2010**
Gerentes	230	238	239
Profissionais	1.215	1.249	1.281
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	6.923	7.219	7.339
Total	8.368 (1)	8.706 (1)	8.859(1)

(1) Esses números refletem apenas os funcionários da Cemig Geração e Transmissão, Cemig Distribuição e CEMIG.

Em 2012, 4 empregados foram contratados e 341 empregados deixaram nossa companhia.

Sindicatos

Reuniões anuais foram realizadas para negociação coletiva com os sindicatos que representam os empregados da Companhia. Os Acordos Coletivos de Trabalho que resultaram das referidas reuniões contemplam reajustes salariais, benefícios e direitos e deveres que regem as relações de emprego. Os referidos acordos entram em vigor pelo período subsequente de 12 meses, com início em 1º de novembro de cada ano.

Em 2012, por conta das alterações das medidas regulatórias do setor elétrico, com potencial para causar mudanças significativas nos resultados da Cemig, as negociações entre nós e os sindicatos referentes ao Acordo Coletivo de Trabalho 2012/2013 foram frustradas, inviabilizado que as partes chegassem a um acordo até a data deste formulário 20-F. Na presente data, o Tribunal Regional do Trabalho (TRT) de Minas Gerais está mediando a negociação do acordo. Como um gesto de boa-fé, a Cemig elevou os salários na data base (novembro de 2012) de acordo com o índice que ela propôs anteriormente à decisão do TRT. Elevamos os salários com o intuito de reduzir os efeitos de uma negociação possivelmente longa, que poderia ser prejudicial aos nossos empregados. Caso aconteça uma alteração no índice de reajuste salarial após a conclusão do processo de negociação, a diferença nos pagamentos será paga retroativamente.

Em dezembro de 2011, após negociações com sindicatos, o Acordo Coletivo foi celebrado com 13 sindicatos, compreendendo um ajuste salarial de 8,2%, benefícios, direitos e obrigações, válido entre 1o de novembro de 2011 e 31 de outubro de 2012. Além disso, um acordo coletivo específico, que rege a participação nos lucros ("PLR"), foi também assinado para o pagamento da participação nos lucros e resultados por dois anos, respeitando as metas acordadas entre nós e nossos funcionários, conforme detalhado a seguir.

Em 2011, durante as negociações para se chegar a um acordo sobre o Acordo Trabalho Coletivo e o acordo coletivo específico, houve cinco dias consecutivos de paralisações pelos funcionários. O Comitê de Emergência Operacional, criado para a finalidade específica de estabelecer um Plano de Contingência para a manutenção dos serviços essenciais da Companhia em caso de greves, foi ativado, e não houve eventos adversos.

Em dezembro de 2010, dois acordos coletivos com os mesmos termos gerais foram celebrados, com 17 sindicatos, estabelecendo aumentos nos salários variando de 6,50% a 7,55%, de acordo com o nível salarial de cada empregado. Além desses acordos, um aditivo em relação ao acordo coletivo específico que rege a participação nos lucros ("PLR") foi celebrado com a finalidade de estabelecer uma única distribuição extraordinária, paga em abril de 2011, equivalente a 2,64 vezes a remuneração mensal de cada empregado.

Remuneração

O Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) entrou em vigor em 2004. O objetivo desse plano é proporcionar à nossa companhia os instrumentos de remuneração considerados necessários para manter uma estrutura de pagamento equitativa e competitiva e estabelecer critérios para promoções. Um comitê interno, com representantes tanto da nossa Companhia como dos sindicatos, foi criado para implementação do referido plano. Os critérios para promoções incluem o desempenho do empregado,

entre outros fatores. Na Gestão de Desempenho de 2011-2012, 2.387 empregados, ou 28% de todos os empregados avaliados, foram beneficiados por alterações salariais.

Pesquisas de remuneração são realizadas anualmente para adaptar os salários dos funcionários ao contexto do mercado. Os resultados da pesquisa mais recente, realizada em maio de 2012, indicaram que aproximadamente 93% dos funcionários são remunerados acima da média do mercado.

A tabela a seguir apresenta a média do Salário-Base e da Remuneração, por mês, por categoria funcional:

	Salário-Base Médio em 31 de dezembro de 2012	Remuneração Média em 31 de dezembro de 2012
Gerentes	R$13.863,31	R$22.622,11
Equipe profissional	R$7.254,69	R$10.100,33
Equipe técnica operacional e funcionários de escritório	R$3.293,08	R$5.328,04

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade: Em 1995, a CEMIG estabeleceu um programa de participação nos lucros para os empregados em conformidade com a legislação trabalhista brasileira aplicável. Segundo o programa, em um único exercício social a CEMIG pode contribuir com mais de 25% da totalidade dos dividendos propostos do exercício social em questão.

Em relação aos resultados de 2012, os valores a serem recebidos por nossos empregados no programa de participação nos lucros podem variar entre 70% e 120% da remuneração composta atribuída às suas respectivas categorias, dependendo do grau em que as metas por nós estabelecidas forem atingidas. Contudo, pagamentos de participação nos lucros não serão feitos a empregados que não atingirem o nível mínimo de 70% das metas estabelecidas.

Em 2012, foi antecipado o pagamento de 70% de participação nos lucros aos empregados referente ao exercício de 2012, o que totalizou aproximadamente R$138,5 milhões, e os 30% remanescentes serão pagos em abril de 2013. Em 2011, o pagamento das participações nos lucros dos empregados, inclusive os encargos obrigatórios e pagamentos baseados na folha de pagamento, totalizou aproximadamente R$221 milhões, sendo que 70%, ou R$155 milhões, foram pagos em dezembro de 2011, e os 30% remanescentes, ou R$66 milhões, serão pagos em abril de 2012. Em 2010, o pagamento da participação dos empregados nos lucros, incluindo encargos obrigatórios e pagamentos baseados na folha de pagamento, totalizou R$325 milhões e foi efetuado em dezembro de 2010 e em março de 2011.

Benefícios

Em 1º de janeiro de 2003, implementamos mudanças aos nossos planos existentes de assistência médica aos empregados.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Em 31 de dezembro de 2012, o Governo Estadual era titular, direta ou indiretamente, de 190.041.861 ações ordinárias ou 50,97% de nossas ações com direito a voto e 8.821.839 ações preferenciais, ou aproximadamente 1,84% dessas ações. Na mesma data, a AGC Energia, nosso segundo maior acionista, era titular de 122.901.990 ações ordinárias ou, aproximadamente, 32,96% dessas ações. A AGC Energia é uma subsidiária da Andrade Gutierrez Concessões S.A. ("AGC"), uma afiliada do Grupo AG. O Grupo AG é um dos maiores grupos privados da América Latina, com presença nos setores de engenharia, construção, telecomunicações, energia e concessões públicas. Nossos principais acionistas não detêm direitos de voto diferentes no tocante às ações por eles detidas.

Constam do quadro abaixo certas informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 31 de dezembro de 2012.

Acionista	Ações Ordinárias	% da Classe	Ações Preferenciais	% da Classe
Governo Estadual (1)	190.041.861	50,97%	8.821.839	1,84%
AGC Energia S.A.	122.901.990	32,96%	-	-
Todos os conselheiros e diretores em grupo	2.909	-	1.822	-
Outros	59.890.325	16,06%	470.993.832	98,09%
Total das ações	372.837.085	100%	479.817.493	99,92%
Ações em tesouraria		-	363.650	0,08%
Total de ações emitidas	372.837.085	100%	480.181.143	100%

(1) As ações atribuídas nesta rubrica ao Governo Estadual incluem ações detidas pela MGI e outras agências do Governo Estadual e companhias controladas pelo Estado.

Desde a constituição de nossa companhia, nossas operações foram influenciadas pelo fato de sermos controlados pelo Governo Estadual. Nossas operações tiveram e continuarão tendo importante impacto no desenvolvimento do comércio e indústria de Minas Gerais e nas condições sociais do Estado. O Governo Estadual, ocasionalmente no passado, orientou nossa companhia a dedicar-se a certas atividades e efetuar certos dispêndios destinados, precipuamente, a promover os objetivos sociais, políticos ou econômicos do Governo Estadual e não necessariamente destinados à geração de lucros de nossa companhia, podendo voltar a nos orientar neste sentido no futuro. Veja a seção "Item 3. Informações Relevantes — Fatores de Risco — Riscos Relativos à CEMIG — Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual poderá ter interesses diversos dos interesses dos investidores."

Em 31 de dezembro de 2012, possuíamos 37 acionistas de ações ordinárias registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 4.208.837 ações ordinárias. Possuíamos também 297 acionistas de ações preferenciais registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 208.914.524 ações preferenciais. Esses dados não incluem as 183.612.259 ações preferenciais e as 878.614 ações ordinárias convertidas em ADRs.

Embora nosso Estatuto Social não ofereça restrições referentes a uma mudança em nosso controle, para que tal mudança ocorra é exigida uma lei estadual autorizando a alteração do controle. Por sermos uma companhia controlada pelo Estado, a venda de mais de 50% do capital com direito a voto da CEMIG pelo Governo Estadual (ou qualquer outra transação que possa transferir o controle da companhia, seja totalmente ou parcialmente) exige a aprovação de legislação de autorização específica pelo poder legislativo de Minas Gerais, aprovada por no mínimo 60% dos membros da Assembleia Estadual. A autorização acima mencionada deve ainda ser aprovada pelos cidadãos locais em um referendo.

Em 17 de dezembro de 2009, a BlackRock, Inc., na qualidade de gestora de investimentos, em nome de alguns de seus consumidores, notificou que em virtude da fusão entre a BlackRock e o Barclays Global Investors, em 1 de dezembro de 2009, adquiriu o total de 12.410.905 ações preferenciais e 20.411.225 *American Depositary Receipts* ("ADRs") de ações preferenciais, representando um total de cerca de 9,39% de todas as ações preferenciais da CEMIG; a aquisição foi estritamente para fins de investimento, não havendo nenhuma intenção da BlackRock de mudar o controle acionário ou estrutura administrativa da Companhia. Além disso, a BlackRock não detém debêntures emitidas pela CEMIG que sejam conversíveis em ações e nenhum acordo foi celebrado pela BlackRock que regule os direitos de voto ou a compra ou venda de títulos de emissão da CEMIG.

Em 15 de abril de 2010, a Lazard Asset Management LLC nos notificou que adquiriu 17.497.213 ações, ou 5,01% do total de ações de emissão da CEMIG. Em 4 de fevereiro de 2011, a Lazard Asset Management LLC nos notificou que aumentou sua participação na CEMIG para 7,46%, representando um total de 28.673.232 ações.

Em 18 de junho de 2010, a AGC Energia notificou a ocorrência da transferência de ações no âmbito do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado pela Southern e a AGC Energia, com a AGC como interveniente, em 12 de novembro de 2009. A AGC Energia adquiriu da Southern 98.321.592 ações ordinárias emitidas pela CEMIG, representando 32,96% do capital social votante e 14,41% do capital social. A AGC Energia enfatizou que a referida transação não altera o controle acionário ou a estrutura administrativa da CEMIG.

Em 1º de agosto de 2011, a AGC Energia e o Estado de Minas Gerais acordaram celebraram um acordo de acionistas (reconhecido pela CEMIG e com o BNDESPar como terceiro beneficiário), no qual a AGC Energia possui o direito, dentre outros, de nomear nosso Diretor de Desesnvolvimento de Negócios, sujeito a aprovação pelo Estado de Minas Gerais. Para maiores informações, veja Nota 23 das nossas Demonstrações Financeiras consolidadas.

Em 20 de janeiro de 2012, a Lazard Asset Management LLC nos notificou que detém 28.266.233 ações, ou 4,14% de nossas ações em circulação.

Desconhecemos quaisquer outras alterações significativas na porcentagem da participação acionária de nossos acionistas detentores de 5% ou mais de nossas ações com direito de voto em circulação durante os últimos três anos.

Transações com Partes Relacionadas

Nossa companhia é parte das seguintes transações com partes relacionadas:

- Nosso contrato com o Governo Estadual atinente à Conta CRC e receita financeira correlata e provisão de perdas e pagamentos adiantados de ICMS, despesas, ativos e passivos;

- Nosso contrato com a Forluz, entidade responsável pela administração do fundo de pensão de empregados de nossa companhia relativo ao fundo e saldos correlatos; e

- Nosso contrato com a COPASA, companhia estatal de Minas Gerais, referente a contas a receber de vendas de energia.

- Nosso contrato com a Construtora Andrade Gutierrez S.A. para a construção da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio e suas linhas de transmissão.

- Nosso contrato com o Consórcio Iluminas, do qual a Andrade Gutierrez é membro, para a implantação de um lote do programa de ampliação da rede elétrica rural, o Luz Para Todos.

Para uma explanação mais pormenorizada dessas e outras negociações de partes relacionadas, vide as Notas Explicativas 9, 12, 18, 19, 21, 24 e 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Financeiras Consolidadas e Demais Informações Financeiras

Favor consultar nossas demonstrações financeiras que constam do início da página F-1 deste documento bem como o "Item 3. Informações Relevantes — Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas."

Processos Judiciais

Somos parte em processos administrativos e judiciais envolvendo questões tributárias, regulatórias, consumeristas, administrativas, ambientais e outras passivos em relação aos nossos negócios. Em conformidade com as regras do IFRS, registramos e divulgamos as quantias agregadas dos processos que em que a chance de perda foi avaliada como "provável", e divulgamos as quantias agregadas dos processos em que a chance de perda foi avaliada como "possível"; - em ambos os casos, na medida em que esses montantes puderam ser razoavelmente estimados. Para maiores informações em relação a tais contingências, vide as Notas Explicativas das demonstrações financeiras consolidadas.

Questões Regulatórias

Anteriormente a 1993, era garantida às concessionárias de energia elétrica do Brasil uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados na prestação de serviços de energia elétrica a clientes, as tarifas cobradas dos clientes eram uniformes em todo o país, sendo os lucros gerados pelas concessionárias mais lucrativas realocados a concessionárias menos lucrativas, de forma que a taxa de retorno de todas as companhias fosse igual à média nacional. Os déficits experimentados pela maioria das concessionárias de energia elétrica do Brasil eram contabilizados na Conta CRC de cada companhia. Quando a Conta CRC e o conceito de retorno garantido foram abolidos, utilizamos nossos saldos positivos para compensar nossas responsabilidades para com o Governo Federal.

A Aneel instaurou processo administrativo nós, contestando crédito relativo aos referidos saldos positivos. Em 31 de outubro de 2002, a Aneel proferiu decisão administrativa final. Em 9 de janeiro de 2004, a Secretaria do Tesouro Nacional expediu Ofício para a Cemig cobrando o valor de R$516,2 milhões, a ser pago até 30 de janeiro de 2004. Nós impetramos um mandado de segurança com para contestar a legalidade da cobrança e para suspender a sua inclusão no Cadastro Informativo de Créditos Não Quitados do Setor Público, ou o Cadin. O mandado foi indeferido em primeira instância, entretanto foi interposto recurso ao Tribunal Federal da Primeira Região que concedeu medida liminar suspendendo a inclusão do crédito no Cadin. Em 11 de dezembro de 2012, o mandado de segurança e o recurso foram indeferidos com a aprovação do acordo celebrado em 17 de outubro de 2012 entre o Tesouro Nacional e a Cemig, para liquidar a cobrança no valor de aproximadamente R$403 milhões. Para mais informações sobre este acordo, veja Nota 22 das nossas Demonstrações Financeiras.

A Cemig e a Cemig Distribuição são partes em diversos processos que visam a nulidade da cláusula dos Contratos de Fornecimento de Energia Elétrica para iluminação pública, firmados entre nós e os diversos municípios em nossa área de concessão. O processo também visa a restituição da diferença dos valores cobrados nos últimos 20 anos, caso seja reconhecido em juízo que tal cobrança é indevida. O processo se baseia em um alegado equívoco da CEMIG na estimativa de tempo utilizada para o cálculo do consumo de energia elétrica da iluminação pública custeado pela Contribuição de Iluminação Pública (CIP). Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessas ações era de, aproximadamente, R$1,16 bilhão e nós avaliamos a chance de perda como "possível".

A Cemig Geração e Transmissão impetrou Mandado de Segurança requerendo sua habilitação como assistente litisconsorcial passivo em Ação Ordinária ajuizada pela AES Sul contra a Aneel, por meio da qual aquela autora requer a anulação do Despacho Aneel nº 288/2002 que determinou as diretrizes de interpretação da Resolução Aneel nº 290/2000, e assim, modificou a situação da AES Sul Distribuidora, de credora para devedora do Mercado Atacadista de Energia (MAE), antecessor da CCEE. Nosso pedido para se habilitar como assistente litisconsorcial passivo se fundou no fato de que, caso a AES Sul fosse vitoriosa na Ação Ordinária e fosse considerada credora da CCEE, a Cemig Geração e Transmissão teria que pagar o valor requerido pela AES Sul. A Cemig Geração e Transmissão obteve liminar para suspender o depósito determinado em liquidação

financeira no valor histórico e foi habilitada como assistente litisconsorcial passivo. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessas ações era de R$135,1 milhões e a chance de perda foi avaliada como "possível".

Aumentos de Tarifas

A Cemig Distribuição é parte, juntamente com a Aneel, em uma ação civil pública ajuizada pelo Ministério Público Federal objetivando evitar a exclusão de consumidores de serem classificados na subclasse Tarifa Residencial de Baixa Renda e, ainda, requerendo a condenação da Cemig Distribuição no pagamento em dobro da quantia paga em excesso pelos consumidores de baixa renda. A decisão de primeira instância foi favorável ao Ministério Público Federal, e a Cemig Distribuição e a Aneel ajuizaram recurso de apelação perante o Tribunal Regional Federal. A decisão da corte de apelação neste processo está pendente desde março de 2008. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessa ação era de, aproximadamente, R$132,6 milhões e nós avaliamos a chance de perda como "possível".

A Cemig Distribuição é ré em uma ação civil pública interposta pela Associação Municipal de Proteção ao Consumidor e ao Meio Ambiente – AMPROCOM, que discute os valores das tarifas cobradas pela Companhia após 2002 e sua metodologia, requerendo, ainda, a restituição, a todos os consumidores que foram lesados nos processos de revisão periódica e reajuste anual de energia elétrica no período de 2002 a 2009, dos valores que alegadamente lhes foram indevidamente cobrados. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessas ações era de R$158,4 milhões e nós avaliamos a chance de perda como "possível".

Impostos e Demais Contribuições

A CEMIG e suas subsidiárias são parte em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos dentre os quais estas discutem a imposição do Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços, ou ICMS, Imposto Sobre a Propriedade Territorial Rural, ou ITR, Programa de Integração Social, ou PIS, PASEP, e COFINS (as quais são contribuições sociais impostas sobre o faturamento bruto), Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido, ou CSLL, e Imposto de Renda da Pessoa Jurídica, ou IRPJ, dentre outros.

Em 2006, a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição realizaram pagamentos adiantados a alguns de seus empregados em troca dos direitos de tais empregados a futuros pagamentos, denominados como "Anuênio". Nenhum valor de imposto de renda ou contribuições à Previdência Social foi coletado em relação a esses pagamentos, já que nossa opinião é que os referidos tributos não seriam aplicáveis. Contudo, a Receita Federal instaurou um processo administrativo para cobrar impostos sobre tais pagamentos. Para evitar o risco de multas, a Cemig ingressou com dois mandados de segurança, e obtive decisões desfavoráveis à Companhia na primeira instância. Ajuizadas as devidas apelações, estamos aguardando as decisões da segunda instância. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessas ações era de, aproximadamente, R$204,3 milhões e nós avaliamos a chance de perda como "possível", haja vista a natureza indenizatória dos adiantamentos realizados aos empregados e a ausência de jurisprudência específica no Tribunal Regional Federal (TRF) da Primeira Região e no Superior Tribunal de Justiça (STJ). Ressaltamos que, no tocante ao Imposto de Renda, tanto o STJ, como o TRF da 1ª Região adotam o entendimento de que não há incidência do imposto em parcelas decorrentes da supressão de vantagens por meio de acordo coletivo, uma vez que tais valores possuem caráter indenizatório.

O INSS instaurou um processo administrativo contra a CEMIG em 2006 no qual alega o não recolhimento da contribuição à seguridade social nos valores pagos aos empregados e diretores como participação de lucros no período entre os anos 2000 e 2004. Em 2007, foi impetrado mandado de segurança buscando obter declaração de que tais pagamentos de participação nos lucros não estavam sujeitos ao pagamento da contribuição à seguridade social. A Companhia recebeu sentença parcialmente favorável em 2008 apenas a respeito da contribuição dos pagamentos da previdência social sujeitos à participação de lucros para os empregados. Nós recorremos e estamos aguardando decisão em segunda instância. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesse processo era de, aproximadamente, R$519 mil, o que se refere apenas ao pagamento das contribuições à previdência social sobre a participação de lucros paga aos conselheiros e nós avaliamos a chance de perda como "possível".

Somos parte em algumas ações relacionadas às contribuições PIS e COFINS. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesses processos era de, aproximadamente, R$1,04 bilhão, dos quais R$ 1,02 bilhão está relacionado ao processo em que somos credores e avaliamos a chance de perda foi avaliada como "possível". Se não formos bem-sucedidos nesses processos, não haverá desembolso de dinheiro, pois o valor depositado será convertido em receita para o Governo Federal. Os R$0,02 bilhões restantes estão relacionados a processos judiciais em que avaliamos as chances de perda como "remotas", nos quais os autores exigem a suspensão do repasse das contribuições sociais destinadas ao PIS e à COFINS, por considerar ilegal a sua incidência nas faturas de energia elétrica, arguindo fazer jus à devolução de todos os valores acrescidos de correção monetária e juros legais. Em alguns desses processos é requerida a devolução de 200% do valor cobrado.

A Receita Federal do Brasil instaurou diversos processos administrativos contra a CEMIG, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição, relativamente às contribuições previdenciárias sobre diversas rubricas: participação nos lucros e resultados – PLR, programa de alimentação do trabalhador – PAT, auxílio-educação, pagamentos de hora extra, exposição a risco no ambiente de trabalho, Sest/Senat, multa por descumprimento de obrigação acessória. Nós apresentamos as defesas e aguardamos julgamento. Em 31 de dezembro de 2012, o montante reivindicado nesses processos cuja chance de perda foi avaliada

como "possível" totalizava, aproximadamente, R$923 milhões e os processos em que avaliamos as chances de perda como "prováveis" totalizavam, aproximadamente, R$1,4 milhão.

A Cemig e a Cemig Distribuição são partes em diversos processos administrativos e judiciais ajuizados pela Receita Estadual de Minas Gerais, em conjunto com vários consumidores, relacionados a questões de ICMS. Em 31 de dezembro de 2012, o montante reivindicado nesses processos cuja chance de perda foi avaliada como "possível" era de, aproximadamente, R$356 milhões, os processos em que avaliamos as chances de perda como "prováveis" totalizaram, aproximadamente, R$33,6 milhões. Os processo principais, administrativos e judiciais ajuizados pela Receita Estadual de Minas Gerais, estão conforme descrito abaixo.

Algumas das questões discutidas nestes processos são relacionadas a não incidência do ICMS sobre a demanda contratada e não utilizada de eletricidade. Em 31 de dezembro de 2012, os processos em que avaliamos as chances de perda como possíveis totalizaram, aproximadamente, R$37,2 milhões. Nós requeremos a sua exclusão da lide, tendo em vista que a decisão final não produzirá efeitos em relação a ela, uma vez que a CEMIG apenas cumpre a função legal de repassar aos cofres públicos estaduais o ICMS, sendo que em alguns desses processos o pedido tem sido favorável a nós.

A Cemig e a Cemig Distribuição também são partes em processos que discutem o impacto do ICMS sobre o TUSD. Em 31 de dezembro de 2012, os processos em que avaliamos as chances de perda como "prováveis" totalizaram, aproximadamente, R$6,8 milhões e os processos em que avaliamos as chances de perda como "possíveis" totalizaram, aproximadamente, R$275.9 milhões.

A Cemig e a Cemig Distribuidora são partes, em conjunto com diversos consumidores, em diversos processos administrativos e judiciais ajuizados pela Secretaria de Estado da Fazenda de Minas Gerais, por meio dos quais é cobrado o ICMS sobre a transferência de excedente de energia elétrica no período de racionamento de energia. Embora sejamos apenas coobrigados, as decisões no âmbito administrativo foram desfavoráveis a ela, tendo sido o lançamento de crédito tributário julgado procedente. O Estado de Minas Gerais vem executando judicialmente os referidos créditos, na maioria dos casos, apenas contra as empresas contribuintes. Os créditos tributários inscritos em dívida ativa podem, no entanto, constituir óbice para obtenção de certidão comprobatória de regularidade fiscal. Temos ajuizado medida judicial preventiva com pedido de liminar, visando suspender a exigibilidade desses créditos. Em 31 de dezembro de 2012, os processos em que avaliamos chances de perda como "prováveis" totalizaram, aproximadamente, R$26,6 milhões e os processos em que avaliamos as chances de perda como "possíveis", totalizaram, aproximadamente, R$29,4 milhões.

A Cemig Distribuição é ré em ação civil coletiva de consumo ajuizada pelo IMIDEC – Instituto Mineiro de Defesa do Consumidor), através da qual requer a declaração de inexistência de relação jurídica que obrigue os consumidores ao pagamento do ICMS sobre o total da nota/fatura de energia elétrica na forma como é atualmente calculado. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesta ação era de, aproximadamente, R$74 milhões e avaliamos as chances de perda foi avaliada como "remotas". Em 14 de fevereiro de 2013, a Cemig recebeu uma decisão favorável em primeira instância.

A Cemig é parte em dois processos relacionados à contribuição ao Finsocial. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessa ação era de, aproximadamente, R$99,3 milhões e avaliamos a chance de perda como "possível", como descrito abaixo.

Cemig é parte em duas ações relacionadas ao imposto FINSOCIAL. Em 31 de dezembro de 2012, essas ações, cujo montante totalizava R$ 99,3 milhões, tinham suas chances de perda avaliadas como "possível". Entretanto, em janeiro de 2013, uma destas ações, cujo montante em 31 de dezembro de 2012 correspondia a R$ 73,7 milhões, teve suas chances de perda reclassificada de "possível" para "remota".

A CEMIG, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição são partes em diversos processos administrativos cujas respectivas decisões definitivas indeferiram as compensações de créditos dos seguintes tributos: IRPJ, CSLL, PIS e COFINS. Estamos contestando a cobrança desses tributos pelo fisco federal. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesses processos era de, aproximadamente, R$371 milhões e avaliamos a chance de perda como "possível".

A CEMIG é parte em processo judicial que discutiu pedidos de restituição e compensação de créditos decorrentes de saldos negativos nas Declarações de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica – DIPJ dos anos-calendário de 1997 a 2000, além de pagamentos a maior, identificados pelos DARF's e DCTF's correspondentes. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesse processo judicial era de, aproximadamente, R$337,2 milhões, e avaliamos a chance de perda como "possível".

Adicionalmente, nossa subsidiária Light é parte em diversos processos administrativos e judiciais relacionados a tributos envolvendo a imposição de ICMS, CSLL e IRPJ entre outros. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesses processos com chances de perda avaliadas como "prováveis" totalizou, aproximadamente, R$64 milhões e os processos em que avaliamos as chances de perda como "possíveis" totalizaram, aproximadamente, R$1,06 bilhão (proporcionalmente à porcentagem de nossa participação na Light).

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Obrigações Trabalhistas

A CEMIG, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição são rés em diversas ações movidas por nossos empregados e empregados terceirizados. Essas ações são relativas, de modo geral, a horas extras e adicional de periculosidade. Além dessas ações, há outras ações relativas a terceirização de mão de obra, complementação e recálculo de pensões de aposentadoria pela Forluz e ajustes salariais. De acordo com as leis do trabalho brasileiras, os reclamantes devem ajuizar ações para serviços não pagos no prazo de dois anos contados do término do contrato de trabalho (limitado a direitos que surgiram até cinco anos antes do ajuizamento da ação). Em 31 de dezembro de 2012, o valor dos pleitos com chance de perda "provável" era de, aproximadamente, R$80 milhões, e com chance de perda "possível" era de, aproximadamente, R$259 milhões.

Adicionalmente, em junho de 2007, a CEMIG recebeu decisão desfavorável em uma ação civil pública movida pelo Ministério Público do Trabalho no início de 2003, com o objetivo de evitar que a Companhia utilizasse mão-de-obra terceirizada em suas atividades-fim. Na decisão, foi concedido um período de nove meses a contar da decisão para que a CEMIG parasse de contratar empregados mediante a utilização de companhias terceirizadas como intermediárias. Em março de 2008, o Tribunal Superior do Trabalho concedeu uma decisão liminar suspendendo os efeitos da decisão anterior e seus respectivos efeitos até que ela chegue a uma decisão final. Em outubro de 2012, o Superior Tribunal do Trabalho reverteu a sentença do Tribunal Regional do Trabalho absolvendo a Cemig de pagar por danos morais e pelas multas coletivas fixadas. No entanto, como a questão envolve interpretação sobre a constitucionalidade de artigo da lei de concessões (Lei nº 8987/95), há possibilidade de reversão da decisão na Seção de Dissídios Individuais do Superior Tribunal do Trabalho, bem como do Supremo Tribunal Federal ("STF"). Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessa ação, no caso de descumprimento de obrigação de fazer, dano moral coletivo e aplicação de multa era de, aproximadamente, R$55 milhões, e a chance de perda foi avaliada como "possível". Deve-se acrescentar que o valor informado somente será devido em caso de reversão da decisão e caso a Companhia não cumpra a obrigação de fazer no prazo determinado para a substituição da mão de obra terceirizada, qual seja, nove meses. Acreditamos ser improvável o pagamento da penalidade por descumprimento da obrigação de fazer.

Além disso, nossa subsidiária Light é ré em processos trabalhistas. Em 31 de dezembro de 2012, o montante envolvido nestas demandas avaliadas com chance de perda "provável" era de, aproximadamente, R$58 milhões e nas demandas avaliadas com chance de perda "possível" era de, aproximadamente, R$95 milhões (proporcionalmente à porcentagem de nossa participação na Light).

Questões Ambientais

A CEMIG, a Cemig Geração e Transmissão, a Southern Electric e a FEAM são rés em uma Ação Civil Pública, proposta em 5 de fevereiro de 2007 pela Associação Regional Ambiental de Patrocínio, que teve por objeto pedido de indenização e reparação de danos ambientais causados pela Usina Hidrelétrica de Nova Ponte. Apresentamos defesa e estamos aguardando julgamento. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesse processo era de, aproximadamente, R$1,6 bilhão, e a chance de perda foi avaliada como "possível".O Ministério Público do Estado de Minas Gerais ajuizou sete ações civis públicas em desfavor da CEMIG e da Cemig Geração e Transmissão demandando que as Companhias invistam no mínimo 0,5% (meio por cento) do valor da sua receita operacional anual desde 1997 na proteção e na preservação ambiental dos mananciais hídricos dos municípios onde nossas usinas estão localizadas e indenize os Estados proporcionalmente pelo dano ambiental causado como resultado da falha da Cemig em cumprir a lei do Estado de Minas Gerais Nº 12.503/97. Três dessas ações foram julgadas parcialmente procedentes nos tribunais inferiores, com a condenação da CEMIG e Cemig Geração e Transmissão a investir o percentual de 0,5% anual da receita operacional bruta desde 1997 em medidas de preservação e proteção ambiental dos mananciais hídricos existentes no município de Ouro Preto, Uberaba, Água Comprida, Campo Florido, Delta, Veríssimo e Araxá. Interpusemos recurso ao STJ e ao STF, visto que as ações envolvem leis federais e matéria constitucional. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessas ações era de R$94 milhões, e avaliamos a chance de perda como "possível".Somos parte em outros diversos processos administrativos e judiciais e demandas envolvendo questões ambientais com relação a determinadas áreas protegidas, licenças ambientais e indenização por danos ambientais, entre outras. Em 31 de dezembro de 2012, os valores envolvidos nesses processos em que avaliamos a chance de perda como provável totalizaram, aproximadamente, R$5,4 milhões e os processos em que avaliamos as chances como "possíveis" totalizaram, aproximadamente, R$7,2 milhões. Esses processos também incluem outras ações civis públicas, nas quais os valores envolvidos não podem ser apurados com precisão, tendo em vista que a maioria destas ações está relacionadas a danos ambientais e requerem indenização, recuperação de áreas degradadas e medidas compensatórias que serão definidas no curso do processo, muitas vezes necessitando de perícia para apuração dos valores. Adicionalmente, como as ações civis públicas se referem a direitos coletivos, ações individuais podem ser apresentadas visando reparações ou danos provenientes de decisões judiciais a serem emitidas mediantes essas ações civis.

Propriedade e responsabilidade

A CEMIG, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição são partes em diversos processos e ações administrativas e judiciais, principalmente como rés, referente a imóvel e indenização devida a acidentes ocorridos no curso ordinário dos negócios. Em 31 de dezembro de 2012, os processos em que avaliamos as chances de perda como "prováveis" totalizaram, aproximadamente, R$50,4 milhões e os processos em que avaliamos as chances de perda como "possíveis" totalizaram, aproximadamente, R$79,1 milhões.

Adicionalmente, a Cemig Distribuição é ré em quatro ações nas quais os autores buscam indenizações por danos morais e materiais referentes ao acidente ocorrido em 27 de fevereiro de 2011, na cidade de Bandeira do Sul, decorrente do lançamento de "serpentinas metalizadas" na rede de distribuição de energia elétrica, ocasionando um curto-circuito que rompeu cabos de média tensão, os quais, ao atingirem o solo, acarretaram a morte de 16 pessoas além de dezenas de feridos. As ações legais propostas envolvem 29 familiares de 14 das vítimas fatais e de 2 feridos. Não obstante a inexistência de qualquer atitude da Companhia para a ocorrência do evento, em 31 de dezembro de 2012 avaliamos as chances de perda nas duas ações como "prováveis" e o montante envolvido totalizou, aproximadamente, R$ 4,9 milhões. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido as duas outras ações era de aproximadamente R$1 milhão e avaliamos as chances de perda como "possíveis". A maior relevância dessas ações para a CEMIG não se relaciona a impactos financeiros, mas à exposição negativa de sua imagem, uma vez que o acidente foi muito divulgado pela mídia.

Processos de consumidores

A Cemig Distribuição é ré em diversos processos administrativos e judiciais em assuntos relacionados à prestação do serviço de distribuição de eletricidade em ações apresentadas por consumidores, pelo Ministério Público e por outros órgãos de defesa do consumidor, com demandas que variam da descoberta de irregularidades na medição do consumo de eletricidade do consumidor ao corte de fornecimento por falta de pagamento de contas, a acordos de parcelamento de contas, indenização por sofrimento e danos à propriedade devidos a desconexões acidentais, indenização por danos materiais provenientes de queimaduras por aparelhos elétricos domésticos e outros. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nos processos em que avaliamos as chances de perda como "prováveis" totalizou, aproximadamente, R$66 milhões e nos que avaliamos as chances de perda como "possíveis" totalizaram, aproximadamente, R$30 milhões.

Processos no Curso Normal dos Negócios

Além disso, nossa subsidiária Light é parte em diversos processos administrativos e judiciais no curso normal dos negócios, principalmente como ré. Em 31 de dezembro de 2012, o valor dos pleitos com chance de perda "provável" era de, aproximadamente, R$60 milhões, e dos pleitos com chance de perda "possível" era de, aproximadamente, R$67 milhões (proporcionalmente à porcentagem de nossa participação na Light).

Política e Pagamentos de Dividendos

Dividendos Obrigatórios - Prioridade e Valor dos Dividendos

De acordo com nosso Estatuto Social, nossa companhia está obrigada a pagar a seus acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido de cada exercício social encerrado em 31 de dezembro, determinado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. Nossas ações preferenciais têm prioridade na destinação do dividendo obrigatório no período em questão. A ordem de prioridade da distribuição de dividendos é a seguinte:

- Dividendo mínimo anual relativo às ações preferenciais: Essas ações têm preferência na hipótese de reembolso de ações, cabendo-lhes um dividendo mínimo anual igual ao valor que for maior entre as seguintes porcentagens:
  - 10% do respectivo valor nominal; ou
  - 3% do valor do patrimônio líquido correspondente às ações.
- Dividendos relativos às ações ordinárias, até a porcentagem mínima com relação às ações preferenciais.

Se após o pagamento do dividendo ordinário, sobejar parcela do valor do dividendo obrigatório, o saldo remanescente deverá ser distribuído em bases iguais e proporcionais à totalidade das ações preferenciais e das ações ordinárias.

Sem prejuízo do dividendo obrigatório, com início no exercício social de 2005, a cada dois anos, ou intervalo menor, caso permita a posição de caixa da Companhia, distribuiremos dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, nos termos do Plano Diretor Estratégico da Companhia e da política de dividendos especificada no plano.

Os dividendos anuais declarados serão pagos em duas parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano. Os dividendos extraordinários deverão ser pagos conforme decisão do conselho de administração.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, sob a forma de juros sobre o capital, a serem pagos com utilização dos lucros acumulados, reservas de lucro ou lucro registrado em demonstrações financeiras semestrais ou trimestrais. Qualquer dividendo intercalar pago poderá ser computado no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intercalar tenha sido pago.

Nos exercícios sociais nos quais não tivermos lucro suficiente que nos possibilite pagar dividendos aos detentores de ações preferenciais e ordinárias, o Estado de Minas Gerais garante dividendo mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais ou ações ordinárias, respectivamente, por ano, com relação a todas as ações da Companhia emitidas até 5 de agosto de 2004 e detidas por pessoas físicas.

Valores Disponíveis para Distribuição

O valor disponível para distribuição é calculado com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e os procedimentos descritos abaixo.

Os dividendos obrigatórios são calculados com base no *lucro líquido corrigido*, definido como lucro líquido após a adição ou subtração: (a) dos valores destinados à reserva legal, (b) dos valores destinados à constituição das reservas para contingências e reversão das mesmas reservas constituídas em exercícios sociais anteriores, e (c) de quaisquer lucros a realizar transferidos à respectiva reserva, e quaisquer lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício social e utilizados para compensar perdas.

Somos obrigados a manter reserva legal, à qual devem ser destinados 5% do lucro líquido de cada exercício social até que o valor total da reserva seja igual a 20% da totalidade do capital integralizado da Companhia. No entanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que o montante da reserva legal e das outras reservas de capital constituídas exceder de 30% da totalidade do capital social integralizado da Companhia. Quaisquer eventuais prejuízos líquidos poderão ser levados a débito da reserva legal.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o lucro em subsidiárias ou coligadas informado segundo o método da equivalência patrimonial, e o lucro auferido com vendas a prazo, realizável após o término do exercício social seguinte, também são considerados lucros a realizar.

O total das reservas de lucros (com exceção da reserva para contingências com relação a perdas previstas e a reserva de lucros a realizar), a reserva legal, as reservas especiais, a reserva para projetos de investimento, e lucros acumulados não poderão ser superiores ao capital social da Companhia. O valor excedente de nosso capital social deverá ser utilizado para aumentá-lo ou para ser distribuído como dividendo em dinheiro.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e do Estatuto Social de nossa companhia, os dividendos não reclamados no prazo de três anos contados da data em que tenham sido distribuídos são revertidos para a nossa companhia.

Juros sobre o Capital Próprio

Nos termos da legislação brasileira, podemos pagar juros sobre o capital próprio como alternativa à distribuição de dividendos aos acionistas. Os recursos distribuídos como juros sobre o capital próprio qualificam-se para fins de cálculo do dividendo mínimo estabelecido no Estatuto Social. Esses valores poderão ser pagos em dinheiro, podendo a Companhia tratá-los como uma despesa para fins de apuração de imposto de renda e contribuição social. O valor total pago em juros sobre o capital próprio está limitado ao resultado obtido com a aplicação ao patrimônio líquido da Companhia da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), publicada pelo BNDES, não podendo exceder do maior entre (i) 50% do lucro líquido (antes dos impostos para contribuição social sobre o lucro líquido, imposto de renda e dedução dos juros sobre o capital próprio) para o período com relação ao qual o pagamento é efetuado; ou (ii) 50% dos lucros acumulados na data de início do período com relação ao qual o pagamento é efetuado. Os acionistas que não sejam residentes no Brasil deverão registrar-se no Banco Central de forma que o produto em moeda estrangeira decorrente de seus pagamentos de dividendo, de juros sobre o capital ou de venda ou demais valores relativamente às suas ações possam ser a eles remetido para fora do Brasil. As ações preferenciais subjacentes às nossas ADSs de ações preferenciais e as ações ordinárias subjacentes às nossas ADSs de ações ordinárias são detidas no Brasil pelo banco custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações.

Câmbio

Os pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro serão efetuados em reais ao custodiante em favor do banco depositário, o qual posteriormente converterá esses recursos em dólares dos Estados Unidos e fará com que esses dólares dos Estados Unidos sejam entregues ao banco depositário para distribuição a detentores de ADRs. Na hipótese de o custodiante ser incapaz de converter imediatamente os reais recebidos a título de dividendos em dólares dos Estados Unidos, o montante em dólares dos Estados Unidos a ser pago a detentores de ADRs poderá ser prejudicado pelas desvalorizações do real ocorridas antes da conversão e remessa dos aludidos dividendos. O real desvalorizou aproximadamente 9,93% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2012. Veja a seção "Item 3 – Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil – O Governo Federal exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o nosso negócio".

Os dividendos relativos às ações preferenciais e ações ordinárias pagos a detentores que não sejam residentes no Brasil,

inclusive detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, de modo geral, não estão sujeitos ao imposto de retenção na fonte brasileiro, embora os pagamentos de juros sobre o capital próprio fiquem geralmente sujeitos a imposto retido na fonte. Veja a seção "Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações sobre Impostos no Brasil - Tributação de Dividendos" e "Considerações sobre Impostos Norte-Americanos" e "Tributação de Distribuições". Não existe qualquer data de registro específica na qual o banco depositário determinará a taxa de câmbio a ser utilizada quando da conversão dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro. Nos termos da Segunda Alteração e Consolidação dos Contratos de Depósito, o banco depositário provisionará os recursos a serem convertidos em dólares dos Estados Unidos quando do recebimento do aviso dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro.

Histórico de Pagamentos de Dividendos

A tabela a seguir apresenta o histórico recente de declarações de dividendos e juros sobre o capital próprio de nossas ações ordinárias e preferenciais. Para cada exercício na tabela, o pagamento dos dividendos ocorreu durante o exercício posterior à declaração. Para os períodos indicados, os dividendos pagos por ação ordinária e por ação preferencial foram os mesmos. Vide a seção "Item 3. Informações Relevantes — Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas".

Histórico de Declaração de Dividendos e Juros sobre o Capital (1)

Ano do Dividendo	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	(R$)(2)	(US$)(3)	(R$)(2)	(US$)(3)
2010	493.480.655	313.659.604	635.507.345	403.932.718
2011	894.679.142	491.096.246	1,151.394.858	632.009.473
2012 (4)	1.275.989.756	635.611.335	1,642.117.243	817.991.154

(1) De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados no exercício no qual são declarados como correspondentes, se tais dividendos ou juros foram anteriormente aprovados.
(2) Os valores em reais são expressos em reais nominais.
(3) Os valores em dólares dos Estados Unidos são calculados pela divisão do valor de dividendos pagos, expressos em reais nominais, pela taxa do *Federal Reserve Board* nas respectivas Datas de Registro 29 de abril de 2011, 27 de abril de 2012 e 19 de abril de 2013.
(4) Os dividendos de 2012 foram aprovados nas assembleias gerais ordinária e extraordinária realizadas em 30 de abril de 2013. Os dividendos de 2012 serão pagos em duas parcelas iguais em junho de 2013 e dezembro de 2013.

Mudanças Significativas

Eventos subsequentes:

a) Emissão de Debêntures pela Cemig D (Distribuição)

Em março de 2013, a Cemig Distribuição concluiu sua terceira emissão pública de debêntures: emitindo 2.160.000 sem garantia, não conversíveis, em três séries, com valor nominal unitário de R$1.000 na data de emissão (15 de fevereiro de 2013), para um total de R$2.16 bilhões.. As receitas líquidas da emissão foram usadas para resgate totalmente as Notas Promissórias da quinta e da sexta emissão da Cemig Distribuição, ocorridas em 13 de janeiro de 2012, por seu valor nominal total mais juros a serem pagos, e para investimentos em infraestrutura de distribuição. Cemig Distribuição emitiu 410.817 debêntures da primeira série, 1.095.508 debêntures da segunda série e 653.675 debêntures da terceira série, com vencimento em 5, 8 e 12, respectivamente, anos da data de emissão. As debêntures da primeira série pagarão juros iguais à taxa CDI mais 0,69; as debêntures da segunda e terceira séries terão seu valor nominal atualizado pelo IPCA, publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e pagarão juros anuais de 4,70% e 5,10%, respectivamente. A Cemig Holding ofereceu uma garantia financeira para a 3° emissão de debêntures da Cemid D.

Em 1º de fevereiro de 2013, a Companhia emitiu uma carta de crédito bancário (CCD)em favor do Banco do Brasil, no valor de R$200 milhões para as receitas em compra de eletricidade. A carta tem vencimento de 721 dias e juros anuais de 99,5% da taxa CDI, garantida por recebíveis das faturas de vendas da Companhia.

b) Transferência de Controle

A Resolução de Autorização nº 3845 de 15 de janeiro de 2013, publicada na *Gazeta Oficial* federal nº 12 de 17 de janeiro de 2013, autorizou: a reestruturação de participação societária da Taesa, subsidiária de controle conjunto da Cemig Geração e Transmissão, por meio de absorção de STE e ATE na Unisa, e subsequente e imediata absorção da NTE e Unisa na Taesa, resultando nas transferências das respectivas concessões das companhias absorvidas; e na transferência do controle da ATE II e ATE III pela Unisa para a Taesa. Os detentores das concessões têm 120 dias para implantar as transferências; 30 dias, após a implantação, os documentos de prova da transferência devem ser apresentados; e as partes tem 60 (sessenta) dias para assinar os aditivos aos Contratos de Concessão afetados pelas transações.

c) Aquisição da participação da Suzano no Consórcio Capim Branco Energia

Em 12 de março de 2013, a Cemig Capim Branco., uma subsidiária integral, assinou o contrato final com a Suzano para a venda da participação da Suzano no Consórcio Capim Branco Energia. O preço total acertado, sujeito a quaisquer ajustes, para a participação de 17,8947% da Suzano no Consórcio foi de R$ 320 milhões. Desse total, a porcentagem pertencente à Cemig Capim Branco, de 30,3030% representa aproximadamente R$97 milhões.

d) Aprovação da Operação de Reestruturação Societária com a Taesa

Em complemento ao disposto no Fato Relevante de 17 de maio de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("Aneel") aprovou, em 09 de abril de 2013, as transferências, para a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("Taesa"), (i) dos controles societários diretos das concessionárias de transmissão Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE, Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. – ERTE, Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. – ENTE, Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. – ETEP, Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE e Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. – EBTE, e (ii) dos controles societários indiretos das concessionárias de transmissão de energia elétrica Sistema de Transmissão Catarinense S.A. – STC, Lumitrans – Companhia Transmissora de Energia, Empresa Santos Dumont de Energia S.A. – ESDE e Empresa de Transmissão Serrana – ETSE, detidos pela Companhia e por sua subsidiária integral Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig-GT.

A conclusão da Reestruturação Societária ainda está sujeita à anuência dos bancos financiadores, destacadamente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

A Taesa desembolsará, na data da conclusão da Reestruturação Societária, prevista para o 1º semestre de 2013, o valor de R$1.732 milhão, corrigido pelo CDI a partir de 31/12/2011, descontados dividendos e/ou juros sobre o capital próprio declarados, pagos ou não.

e) Resultado da 3ª Revisão Tarifária da CEMIG Distribuição SA.

A ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, em reunião pública realizada em 05 de abril de 2013, divulgou o resultado da 3ª Revisão Tarifária que acarretará o reposicionamento positivo nas tarifas da CEMIG Distribuição SA. Tais tarifas passam a vigorar a partir de 08/04/2013, sendo que o impacto médio percebido pelos consumidores será um aumento de 2,99%, em decorrência do próprio processo revisional e dos componentes financeiros associados.

A ANEEL já está aplicando os efeitos do Decreto 7.945, que dispõe sobre a utilização de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para atenuar os custos de aquisição de energia das distribuidoras junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em função das condições hidrológicas desfavoráveis, com consequente acionamento das usinas termelétricas, e reduzir, em decorrência, o impacto do reajuste tarifário, limitando-o em 3%. O montante que exceda tal percentual será repassado através de parcela única até o décimo dia útil, a contar da publicação de Despacho da ANEEL. Tais recursos oriundos da CDE serão ressarcidos pelos consumidores em até cinco anos, corrigidos pelo IPCA.

Conforme memória de cálculo recebida pela Cemig após homologação do resultado da Revisão Tarifária na reunião da Diretoria da ANEEL, a Base de Remuneração Regulatória Líquida foi de R$5.511.768 e a Base de Remuneração Regulatória Bruta de R$15.355.843.

f) Aumento do Capital Social e Bonificação de Ações da Cemig

Comunicamos aos nossos acionistas que o Conselho de Administração, em reunião realizada no dia 26/03/2013, deliberou propor à Assembleia Geral de Acionistas a realizar-se no dia 30/04/2013 a aprovação do aumento do Capital Social de R$4.265.091 para R$4.813.362, através da emissão de 109.654.15 novas ações, com valor nominal de R$5,00 (cinco reais) cada uma, mediante a capitalização de R$548.271 da Reserva de Capital – Doações e Subvenções para Investimentos, distribuindo-se aos acionistas das ações preferenciais e ordinárias, em consequência, uma bonificação de 12,854843355%, em ações novas, da mesma espécie das antigas e do valor nominal de R$5,00.

Farão jus ao citado benefício todos os acionistas detentores de ações no dia 30/04/2013. As ações passarão a ser negociadas "ex-direitos" à bonificação a partir do dia imediatamente posterior à realização da aludida Assembleia. As ações provenientes da bonificação serão creditadas em 07/05/2013 e não terão direito aos dividendos propostos para o exercício social de 2012.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Item 9. A Oferta e a Listagem

Mercado de Negociação

O principal mercado de negociação de nossas ações preferenciais é a BM&FBovespa. Nossas ADSs de ações preferenciais, cada uma delas representando uma ação preferencial em 31 de dezembro de 2012 são negociadas na NYSE, sob o símbolo "CIG" desde 18 de setembro de 2001. Antes dessa data, nossas ADSs de ações preferenciais eram negociadas no mercado de balcão, ou OTC, dos Estados Unidos. As ADSs de ações preferenciais são comprovadas por ADRs de ações preferenciais emitidos pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, conforme aditado em 11 de junho de 2007, celebrado entre nossa companhia, o depositário e os detentores e titulares de ADSs de ações preferenciais evidenciados pelos ADRs de ações preferenciais emitidos de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2012, existiam aproximadamente 135.382.355 ADSs de ações preferenciais em circulação (cada uma delas representando uma ação preferencial), representando aproximadamente 28,76% de nossas 470.993.832 ações preferenciais (*Free Float*).

O principal mercado de negociação de nossas ações ordinárias é a BM&FBovespa. Nossas ADSs de ações ordinárias, cada uma delas representando uma ação ordinária em 31 de dezembro de 2012 são negociadas na NYSE, sob o símbolo "CIG.C" desde 12 de junho de 2007, quando estabelecemos um programa de *American Depositary Shares* para nossas ações ordinárias. As ADSs de ações ordinárias são comprovadas por ADRs de ações ordinárias emitidos pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, celebrado entre nossa companhia, o depositário e os detentores e titulares de ADSs de ações ordinárias evidenciadas pelos ADRs de ações ordinárias emitidos de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2012, existiam aproximadamente 1.059.917 ADSs de ações ordinárias (cada uma delas representando uma ação ordinária), representando 0,58% de nossas 182.792.315 ações ordinárias em circulação (*Free Float*).

Em 19 de abril de 2013, o preço de fechamento por ação preferencial na BM&FBovespa foi R$24,99 e o fechamento do preço por ADS de ação preferencial na NYSE foi US$14,47.

Em 19 de abril de 2013, o preço de fechamento por ação ordinária na BM&FBovespa foi R$24,61 e o preço de fechamento por ADS de ação ordinária na NYSE foi US$11,66.

Constam do quadro abaixo os preços de venda máximos e mínimos divulgados para as ações preferenciais e ordinárias na BM&FBovespa e de ADSs de ações preferenciais e ordinárias na NYSE nos períodos indicados.

Período	Ações Ordinárias (1)		ADSs de Ações Ordinárias (1)		Ações Preferenciais (2)		ADSs de Ações Preferenciais (2)	
	Preço em R$ Nominais		Preço em US$		Preço em R$ Nominais		Preço em US$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2008	11,69	7,34	12.84	6.08	15,27	9,65	16.16	7.91
2009	12,03	7,73	11.54	5.90	16,82	11,49	15.36	7.69
2010	12,29	9,97	10.99	7.72	17,06	13,72	14.22	10.24
2011	17,19	11,56	13.59	7.59	21,27	15,46	16.04	11.11
2012	29,19	16,99	17.20	10.48	33,94	19,27	20.08	10.80
2011								
1º Trimestre	13,91	11,56	10.56	9.32	18,51	15,46	14.16	12.16
2º Trimestre	15,68	13,79	12.09	11.75	19,93	18,16	16.04	14.34
3º Trimestre	15,74	13,22	12.61	7.90	19,86	16,73	15.96	11.34
4º Trimestre	17,64	13.15	13.59	7.59	21,85	16,09	13.90	11.11
2012								
1º Trimestre	24,49	16,99	15.79	11.71	28,79	20,96	18.67	14.43
2º Trimestre	28,65	24,14	17.17	11.88	32,78	28,77	20.08	16.89
3º Trimestre	29,19	18,18	17.20	14.63	33,94	20,82	19.86	12.12
4º Trimestre	21,90	18,00	12.74	10.48	23,00	19,27	12.87	10.80
2013								
1º Trimestre	22,74	20,90	11.35	10.30	23,68	20,61	11.87	10.17
Novembro de 2012	19,42	18,00	11.23	10.48	21,74	19,27	11.84	10.80
Dezembro de 2012	21,90	18,46	12.74	10.53	21,90	18,46	12.87	10.80
Janeiro de 2013	22,26	20,90	11.28	10.30	23,68	20,61	11.48	10.17
Fevereiro de 2013	22,74	21,00	11.35	10.57	23,54	21,70	11.87	11.01
Março de 2013	24,80	22,29	13.00	11.25	25,85	22,20	13.09	11.22
Abril de 2013 (3)	24,61	22,85	12.05	11.58	24,99	23,22	12.47	11.54

Em 2 de maio de 2008, pagamos uma bonificação de 2,02% sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 8 de maio de 2008, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações ordinárias, pela emissão de ADSs de ações ordinárias adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações ordinárias. Em 29 de maio de 2009, pagamos uma bonificação de 25 % sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 14 de maio de 2009, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações ordinárias, pela emissão de ADSs de ações ordinárias adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações ordinárias. Em 29 de maio de 2010, pagamos uma bonificação de 10% sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 10 de maio de 2010, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações ordinárias, pela emissão de ADSs de ações ordinárias adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações ordinárias. Em 30 de abril de 2012, um dividendo de ações de 25 % foi pago sobre ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 11 de maio de 2012, um ajuste correspondente foi feito no ADS de ações ordinárias por meio da emissão de ADSs de ações ordinárias adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações ordinárias. Em 7 de maio de 2013, sujeita à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de Abril de 2013, um dividendo de 12,85% será pagos sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste ao preço das ações ordinárias. Em 14 de maio de 2013, também sujeito à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de Abril de 2013, um ajuste correspondente ao número de ADSs das ações ordinárias será feito através da emissão adicional de ADS de ações ordináriass, resultando em um ajuste no preço das ADSs de ações ordinárias.

(2) Em 2 de maio de 2008, pagamos uma bonificação de 2,02% sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 8 de maio de 2008, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações preferenciais, pela emissão de ADSs de ações preferenciais adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações preferenciais. Em 29 de abril de 2009, pagamos uma bonificação de 25 % sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 14 de maio de 2009, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações preferenciais, pela emissão de ADSs de ações preferenciais adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações preferenciais. Em 29 de abril de 2010, pagamos uma bonificação de 10% sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 10 de maio de 2010, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações preferenciais, pela emissão de ADSs de ações ordinárias adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações ordinárias. Em 30 de abril de 2012, um dividendo de ações ordinárias de 25% foi pago sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 11 de maio 2012, um ajuste correspondente foi feito nos ADSs de ações preferenciais por meio da emissão de ADSs de ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações preferenciais. Em 7 de maio de 2013, sujeita à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de Abril de 2013, as ações preferenciais serão bonificadas em 12.85%, resultando em um ajuste ao preço das ações preferenciais. Em 14 de maio de 2013, também sujeito à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de Abril de 2013, um ajuste correspondente ao número de ADSs das ações preferenciais será feito através da emissão adicional de ADS de ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço das ADSs de ações preferenciais.

(3) Até 19 de abril de 2012.

Desde 12 de julho de 2002, nossos recibos depositários têm sido negociados na LATIBEX, sob o símbolo "XCMIG". A LATIBEX é um mercado de negociação eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri a fim de facilitar o mercado de negociação de Valores Mobiliários da América Latina em Euros.

Negociação na BM&FBovespa

As ações preferenciais e ações ordinárias são negociadas na BM&FBovespa, única Bolsa de Valores Brasileira que negocia ações. A negociação na BM&FBovespa está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de entidades autorizadas. A CVM e a BM&FBovespa possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um determinado emissor em certas circunstâncias.

As negociações das ações preferenciais ou ações ordinárias na BM&FBovespa são liquidadas em três dias úteis a contar da data da negociação. A entrega e o pagamento de ações são efetuados por meio de uma câmara de compensação separada que mantém contas em nome das sociedades corretoras. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil após a data de negociação. A câmara de compensação da BM&FBovespa é a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (CBLC).

A fim de melhor controlar a volatilidade, a BM&FBovespa adotou o mecanismo de suspensão do pregão (*circuit breaker*) em conformidade com o qual os pregões podem ser interrompidos (i) pelo prazo de 30 minutos sempre que o índice dessa bolsa de valores apresentar queda de mais de 10% em relação ao índice registrado no pregão anterior; (ii) por uma hora, se o índice da bolsa cair 15% ou mais em relação ao índice registrado no pregão anterior, após a reabertura da negociação; e (iii) por determinado período a ser definido pela BM&FBovespa, se o índice dessa bolsa cair 20% ou mais em relação ao índice registrado no pregão anterior, após a reabertura da negociação.

A BM&FBovespa é menos líquida do que a NYSE e demais bolsas de porte do mundo. Em 31 de dezembro de 2012, a capitalização de mercado global das 364 companhias listadas na BM&FBovespa era equivalente a aproximadamente R$2,52 trilhões e as 10 maiores companhias listadas na BM&FBovespa representaram aproximadamente 50% da capitalização de mercado total de todas as companhias listadas. Embora qualquer das ações em circulação de uma companhia listada possa ser

negociada na BM&FBovespa, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas encontram-se efetivamente disponíveis para negociação pelo público. O restante dessas ações é detido por pequenos grupos de controladores, entes públicos ou um único acionista principal.

Nossas ações preferenciais e ordinárias possuem liquidez diária na BM&FBovespa e nunca sofreram suspensão em sua negociação nos últimos cinco anos, exceto pela utilização, pela BM&FBovespa, do mecanismo de *circuit breaker* em algumas poucas ocasiões em 2008 com relação à negociação de todas as ações listadas na BM&FBovespa.

Desde outubro de 2001, somos membros do Nível 1 de Governança Corporativa da BM&FBovespa. As regras referentes a esse segmento de governança corporativa estão incluídas no Regulamento do Nível 1 de Governança Corporativa, aditado em 21 de março de 2011 pela BM&FBovespa e aprovado pela CVM. Esta revisão de regras entrou em vigor em 10 de maio de 2011. Entre as obrigações incluídas nesses regulamentos, estamos obrigados a:

- apresentar nossas demonstrações de posição financeira consolidadas, Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas ("DFP"); demonstração do resultado consolidado, Demonstrações Financeiras Trimestrais ("ITR") e o Formulário de Referência;

- incluir, nas notas explicativas às nossas Demonstrações Financeiras Trimestrais (ITR), uma nota explicativa sobre transações com partes relacionadas, contendo as divulgações fornecidas nas regras contábeis aplicáveis às demonstrações financeiras anuais;

- divulgar, no Formulário de Referência, qualquer participação societária direta ou indireta por tipo e classe que ultrapasse 5% de cada tipo e classe do capital social da Companhia, ao nível de acionistas individuais, assim que a Companhia receber essas informações;

- divulgar a quantidade de ações em circulação e sua respectiva porcentagem em relação ao total de ações emitidas, que deve ser representativa de, no mínimo, 25% do nosso capital social;

- divulgar, até 10 de dezembro de cada ano, um cronograma anual de eventos corporativos contendo pelo menos a data de (a) atos e eventos corporativos, (b) reuniões públicas com analistas e outras partes aplicáveis e (c) divulgação de informações financeiras agendadas para o próximo exercício fiscal. Qualquer mudança nos eventos agendados deve ser informada à BM&FBovespa e ao público com pelo menos cinco dias de antecedência;

- realizar pelo menos uma reunião anual com analistas de mercado e quaisquer outras partes interessadas;

- preparar, divulgar e apresentar à BM&FBovespa uma política de negociação de valores mobiliários e um código de conduta que estabeleça os valores e princípios que norteiam a Companhia;

- estabelecer que a duração do mandato de nosso conselho de administração não deve exceder dois anos, com a possibilidade de reeleição;

- ter pessoas diferentes ocupando os cargos de presidente do conselho de administração e de diretor-presente ou principal executivo de nossa companhia; e

- adotar mecanismos que permitam dispersão de capital em quaisquer ofertas públicas de ações;

- Incluir em nosso estatuto cláusulas obrigatórias exigidas pela BM&FBOVESPA até 10 de maio de 2014 (as quais nós já implementamos);

Divulgação de Transações por Pessoas com Acesso a Informações Privilegiadas

A legislação brasileira sobre valores mobiliários requer que nossos acionistas controladores, administradores, membros de nosso Conselho Fiscal e qualquer outro órgão técnico ou consultivo divulguem a nós, à CVM e à BM&FBovespa o número e tipos de valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias e nossas controladoras que sejam possuídos por eles ou por pessoas proximamente relacionadas a eles e quaisquer mudanças em suas respectivas posições acionárias durante os 12 meses precedentes. A informação relativa à negociação de tais valores mobiliários (quantidade, preço e data de aquisição) deve ser divulgada pela Companhia para a CVM e a BM&FBovespa dentro de 10 dias após o final do mês no qual ocorreram, ou do mês no qual os administradores da Companhia foram empossados.

Divulgação de Ato ou Fato Relevante

Segundo a legislação brasileira sobre valores mobiliários, devemos divulgar qualquer ato ou fato relevante relacionado a nossos negócios à CVM e à BM&FBovespa. Também nos é exigido publicar um anúncio de tais atos ou fatos relevantes. Um ato ou fato é considerado relevante se ele possui um impacto relevante: no preço de nossos valores mobiliários, na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter nossos valores mobiliários ou na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer de nossos valores mobiliários. Sob circunstâncias extraordinárias, nós podemos enviar à CVM um pedido de tratamento confidencial de certos atos ou fatos relevantes.

A negociação em bolsas de valores brasileiras por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação brasileira sobre investimento estrangeiro. Veja a seção "Item 10. Informações Adicionais - Controles Cambiais".

Regulamentação dos Mercados de Valores Mobiliários Brasileiros

Os mercados de valores mobiliários brasileiros são regidos pela Lei nº 6.385 datada de 7 de dezembro de 1976 e pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações, cada qual, conforme alterada e complementada, assim como pelos regulamentos editados pela CVM, pelo CMN e pelo Banco Central, que possui, entre outros, poderes para autorizar o exercício de atividades de sociedades corretoras, e que regula investimentos estrangeiros e operações de câmbio.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, as companhias podem ser abertas, como a nossa empresa, ou fechadas. Todas as companhias abertas como a nossa encontram-se registradas na CVM e estão sujeitas a exigências de prestação de informações. Nossas ações são negociadas na BM&FBovespa, podendo, contudo, ser negociadas em transação privada, observadas certas limitações. O mercado de balcão brasileiro é composto por negociações diretas e negociações entre pessoas físicas em que instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária.

Temos a opção de pedir a suspensão de negociação de nossos valores mobiliários na BM&FBovespa na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também poderá ser suspensa por iniciativa da BM&FBovespa ou da CVM, entre outros motivos, com base em convicção ou devido à convicção de que a companhia prestou informações inadequadas sobre fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela bolsa de valores.

A lei brasileira prevê restrições gerais sobre a prática de negociação desleal e manipulação de mercado, embora, no Brasil, existam poucos exemplos de ações de execução, e o precedente judicial não seja tão bem definido como em outros países.

A negociação na BM&FBovespa por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação tributária e de investimentos estrangeiros do Brasil. O custodiante brasileiro das ações preferenciais ou das ações ordinárias deverá obter registro do Banco Central do Brasil para poder remeter recursos dos Estados Unidos para o exterior visando aos pagamentos de dividendos, de quaisquer outros desembolsos em dinheiro ou, quando da alienação das ações, a fim de remeter o produto da venda a ela relacionada. Na hipótese de um detentor de ADSs de ações preferenciais permutar suas ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais ou um detentor de ADSs de ações ordinárias permutar suas ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias, o detentor terá direito de continuar a se basear no certificado de registro do banco depositário pelo prazo de cinco dias úteis contados da permuta. Subsequentemente, o detentor talvez não seja capaz de obter e remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior quando da alienação das ações preferenciais ou das ações ordinárias ou distribuições relativas às ações preferenciais e às ações ordinárias, a menos que o detentor requeira e obtenha novo certificado de registro. Veja a seção "Item 10. Informações Adicionais – Controles Cambiais".

Item 10. Informações Adicionais

Memorando de Constituição e Estatuto Social

Estatuto Social

Somos uma companhia de economia mista registrada de acordo com as leis do Brasil. O número de registro conferido à nossa companhia pela Junta Comercial do Estado de Minas Gerais é 31300040127. Segue abaixo resumo de algumas disposições significativas (i) do nosso Estatuto Social, conforme alterado pela assembleia geral extraordinária realizada em 27 de dezembro de 2012, e (ii) da Lei Brasileira das Sociedades por Ações. A descrição de nosso Estatuto Social aqui especificado não pretende ser completa e está discriminada por referência a nosso estatuto, que está arquivado como um anexo a este relatório anual.

Objeto e Finalidade

Conforme descrito no Artigo 1º de nosso Estatuto Social, fomos constituídos com quatro principais objetivos: (i) construir, operar e explorar sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica bem como comércio de serviços de energia elétrica e serviços correlatos; (ii) desenvolver atividades comerciais no ramo de energia; (iii) prestar serviços de consultoria a empresas no Brasil e no exterior, relacionados ao nosso setor; e (iv) desempenhar quaisquer atividades que possam

ser conduzidas direta ou indiretamente com relação a nosso objeto social, incluindo o desenvolvimento de sistemas de informação e telecomunicação.

Ações Preferenciais

Os detentores de ações preferenciais têm direito a pagamento de dividendo mínimo de 10% ao ano por ação preferencial, calculado sobre seu valor nominal ou de 3% do valor patrimonial líquido correspondente a cada ação preferencial. Os detentores de nossas ações preferenciais também gozarão, em relação a qualquer outra classe de ações, de preferência na hipótese de reembolso de ações. As ações preferenciais não conferem direito de voto a seu titular nas assembleias gerais.

Subscrição de Ações

As ações adquiridas pelo Governo Estadual, que deverá manter a maioria de nossas ações com direito de voto, serão integralizadas de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações. As ações adquiridas pelos demais acionistas (sejam pessoas físicas sejam jurídicas) serão integralizadas de acordo com deliberação da assembleia geral que deliberar a matéria.

O artigo 171 da Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que cada acionista possua direito de preferência genérico na subscrição de novas ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações emitidos em qualquer aumento de capital, na proporção de seu percentual de participação acionária, exceto na hipótese do exercício de qualquer opção para adquirir ações de nosso capital social. Os acionistas devem exercer seus direitos de preferência no prazo de 30 dias a contar da publicação do aviso de aumento de capital.

Na hipótese de aumento de capital, os detentores de ADSs de ações preferenciais, que representam ações preferenciais, e detentores de ADSs de ações ordinárias, que representam ações ordinárias, terão direitos de preferência na subscrição somente das novas ações preferenciais ou ações ordinárias, conforme o caso, emitidas na proporção de seus percentuais de participação acionária, mas poderão não ser capazes de exercer esses direitos em razão de limitações impostas pela lei de valores mobiliários dos Estados Unidos. Veja a seção "Item 3. Fatores de Riscos - Riscos Relativos às Ações Preferenciais, Ações Ordinárias, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias – O investidor poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência relativos aos nossos valores mobiliários*"*.

Acionistas Não Controladores

Nosso Estatuto Social estabelece que detentores de ações preferenciais e de ações ordinárias minoritários têm direito de eleger um membro e um suplente para o Conselho de Administração, respectivamente, em votação separada, conforme mais pormenorizadamente descrito em "– Direitos de Acionistas – Direitos de Acionistas Minoritários".

Dividendos

Para explanação mais pormenorizada de nossa política de dividendos, Veja a seção "Item 8. Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos".

Assembleias Gerais

As assembleias gerais são realizadas para os fins previstos em lei, conforme consta da Lei Brasileira das Sociedades por Ações. As assembleias gerais ordinárias são realizadas dentro dos quatro primeiros meses do exercício social e são convocadas mediante aviso prévio de 15 dias. A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os atos elencados a seguir sejam aprovados exclusivamente em assembleia geral:

- reforma de nossos estatutos sociais;
- aumentos ou diminuições de nosso capital social emitido ou subscrição de novas ações;
- eleição de membros de nosso Conselho de Administração e de nosso Conselho Fiscal;
- autorização da emissão de debêntures conversíveis ou de quaisquer outros valores mobiliários conversíveis;
- suspensão do exercício dos direitos do acionista que tenha violado a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas ou nosso Estatuto Social;
- aprovação de qualquer fusão ou incorporação com outra companhia na qual nós não sejamos a companhia remanescente ou uma cisão;

- aceitação ou rejeição da avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social;
- aprovação da transformação de nossa companhia em sociedade limitada ou em sociedade de qualquer outra natureza;
- aprovação de qualquer dissolução ou liquidação da companhia e nomeação e destituição do respectivo liquidante julgando-lhe as contas;
- qualquer medida relativa à falência ou concordata;
- aprovação dos relatórios financeiros em uma base anual;
- cancelamento do registro junto à CVM como uma companhia controlada pelo poder público ou cancelamento da listagem de nossas ações ordinárias da BM&FBovespa, exceto no caso de uma oferta pública de privatização.

Como regra geral, o voto afirmativo de acionistas que representem no mínimo a maioria de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação, presentes, pessoalmente ou representados por procuração, em assembleia geral será necessário para aprovar ou ratificar qualquer medida proposta, não sendo levadas em conta as abstenções. No entanto, o voto afirmativo de acionistas que representem metade de nosso capital social emitido e em circulação será exigido para:

- criar ações preferenciais ou aumentar de modo desproporcional uma classe existente de ações preferenciais relativa a outras classes de ações, a menos que a medida seja prevista ou autorizada por nosso Estatuto Social;
- modificar preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar nova classe com maiores prerrogativas do que as classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir o percentual de dividendos obrigatórios;
- alterar nosso objeto social;
- operações de incorporação ou fusão de nossa companhia com outras companhias;
- cisão de parte de nosso ativo ou passivo;
- aprovar nossa participação em grupo de companhias;
- requerer cancelamento de nosso estado de liquidação;
- aprovar nossa dissolução; e
- aprovar a incorporação de todas as nossas ações para outra companhia de forma a nos colocar como uma subsidiária integral desta outra companhia (incorporação de ações).

Os acionistas poderão ser representados em assembleia geral por procurador constituído a não mais que um ano da data da assembleia. Para estar habilitado a representar o acionista em assembleia geral, o procurador deverá ser acionista, um de nossos diretores ou conselheiros ou advogado. Em companhias abertas, como a nossa, o procurador também pode ser instituição financeira.

Observadas as disposições da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e de nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração poderá comumente convocar nossas assembleias gerais. As assembleias também poderão ser convocadas:

- pelo Conselho Fiscal, caso o Conselho de Administração deixe de convocar assembleia geral no prazo de um mês a contar da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça, nos termos das leis aplicáveis, ou assembleia geral extraordinária no caso em que matérias graves e urgentes afetem nossa companhia; qualquer acionista, sempre que os diretores deixarem de convocar assembleia geral no prazo de 60 dias da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações ou por nosso Estatuto Social; e
- por acionistas detentores de no mínimo 5% (cinco por cento) de nosso capital social, se nosso Conselho de Administração deixar de convocar assembleia no prazo de oito dias contados do recebimento de pedido desses acionistas para convocação da assembleia com indicação das matérias a serem discutidas ou para instalação do Conselho Fiscal.

Conselho de Administração

Nosso Estatuto Social determina que nosso Conselho de Administração deverá ser composto por 14 conselheiros e 14 suplentes. Um conselheiro será designado presidente e outro conselheiro será designado vice-presidente.

Cabe ao nosso Conselho de Administração, entre outras funções:

- fixar a orientação geral dos negócios de nossa companhia;
- eleger e destituir diretores;
- deliberar sobre a alienação ou constituição de ônus sobre bens do ativo permanente de nossa companhia ou a prestação de garantias a terceiros, de valor de pelo menos R$14 milhões;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a venda ou constituição de garantias reais com relação ao nosso ativo permanente e a prestação por nossa companhia de qualquer garantia fidejussória a quaisquer terceiros em valor superior a R$14 milhões.
- deliberar, mediante proposta da Diretoria, sobre empréstimos, financiamentos, atos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados por nossa companhia, de valor superior a R$14 milhões;
- convocar a Assembleia Geral;
- fiscalizar a gestão da Diretoria, examinando nossos livros e papéis e solicitando informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;
- manifestar-se previamente em relação ao relatório da administração e responsabilidades do Conselho de Administração, a serem submetidos à aprovação da Assembleia Geral Ordinária;
- aprovar nossas demonstrações financeiras anuais ou trimestrais;
- escolher e destituir os auditores independentes;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a abertura ou dispensa de concorrência para aquisição de bens ou serviços com valor de pelo menos R$14 milhões;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a instauração de ações judiciais e administrativas por conta de nossa companhia e a solução de questões judiciais e extrajudiciais em que nossa companhia esteja envolvida, com valor de pelo menos R$14 milhões;
- aprovar a emissão de valores mobiliários (debêntures, *commercial papers* e notas promissórias, entre outros) nos mercados de capitais local e internacional;
- delegar à Diretoria poderes para autorizar a assinatura de contratos de comercialização de energia elétrica ou prestação de serviços de distribuição e transmissão, nos termos da legislação;
- aprovar o plano estratégico anual de longo prazo da CEMIG, o plano estratégico de implementação plurianual, o orçamento anual, bem como quaisquer alterações ou revisões dos mesmos;
- estabelecer, anualmente, as diretrizes e os limites, incluindo limites financeiros, para gastos com pessoal, incluindo concessão de benefícios e celebração de contratos coletivos de trabalho, observada a competência da assembleia geral de acionistas e de acordo com o orçamento anual aprovado;
- autorizar o exercício de direito de preferência no âmbito de acordos de acionistas ou de voto em subsidiárias integrais, sociedades sob controle compartilhado, sociedades afiliadas e consórcios nos quais a CEMIG participa, exceto no caso da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão, com relação às quais a competência para deliberar sobre esses assuntos será da assembleia geral de acionistas; e
- aprovar as declarações de voto em assembleias gerais de acionistas e orientações de voto em reuniões de conselhos de administração de subsidiárias integrais, sociedades sob controle compartilhado, sociedades afiliadas e consórcios

nos quais a CEMIG participa, quando relacionada à participação no capital de outras sociedades ou consórcios, sendo que as decisões devem, em qualquer hipótese e não apenas com relação a assuntos relacionados à participação no capital de outras companhias ou consórcios, observar os termos do Estatuto Social, do plano estratégico de longo prazo e do plano estratégico de implementação plurianual.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, conselheiros de companhias geralmente têm certos deveres equivalentes àqueles impostos nos termos das leis da maioria dos estados dos Estados Unidos, incluindo um dever de lealdade para com a companhia, um dever de não negociar em causa própria e o dever de usar de atenção na administração dos assuntos da companhia. Nossos conselheiros e diretores poderão ser considerados responsáveis por quebra do dever para conosco e para com nossos acionistas e poderão estar sujeitos a ações judiciais em procedimentos instaurados por órgãos governamentais ou nossos acionistas.

Não existem em nosso Estatuto Social disposições relativas (i) ao poder do conselheiro para votar propostas ou contratos nos quais tenha interesse relevante, (ii) aos poderes para tomar empréstimo que possam ser exercidos pelos conselheiros, (iii) aos limites de idade para aposentadoria de membros do conselho, e (iv) ao número de ações necessário para qualificação de conselheiros.

O presidente e o vice-presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares em sua primeira reunião que se realizará após a eleição de seus membros, cabendo ao vice-presidente substituir o presidente em suas ausências ou impedimentos para exercício de suas funções.

Nossos acionistas têm a competência para determinar a remuneração dos conselheiros na assembleia geral de acionistas em que os conselheiros forem eleitos.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos prescritos na legislação brasileira. Nosso Estatuto Social está em conformidade com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos Essenciais

O artigo 109 da Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que as companhias não poderão privar seus acionistas de certos direitos em algumas circunstâncias. Esses direitos de acionistas incluem:

- direito de participar dos lucros sociais;
- direito de participar do acervo da companhia em caso de liquidação;
- direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei Brasileira das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais;
- direito de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ressalvadas exceções previstas pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social; e
- direito de retirar-se da sociedade nos casos previstos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos de Voto

Via de regra, somente nossas ações ordinárias conferem direito de voto a seus detentores, sendo que cada ação ordinária confere direito a um voto. Detentores de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Se um portador de ações preferenciais adquire direitos de voto dessa forma, tais direitos serão iguais aos direitos de voto de um portador de ação ordinária e continuará a tê-los até que o dividendo seja pago. Não existe nenhuma restrição sobre o direito de um detentor de ações ordinárias ou de ações preferenciais exercer o direito de voto com referência a tais ações em razão de tal acionista ser não residente no Brasil ou um cidadão de um país que não o Brasil. No entanto, detentores de ADSs de ações preferenciais somente deverão votar as ações preferenciais subjacentes por meio do depositário, conforme os termos da Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, e os detentores de ADSs de ações ordinárias somente deverão votar as ações ordinárias subjacentes por meio do depositário, conforme os termos do Contrato de Depósito de ADSs de Ações Ordinárias. Em qualquer circunstância em que os detentores de ações preferenciais têm o direito de voto, cada ação preferencial dará o direito a um voto a seu titular.

Direitos de Resgate

Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não poderão ser resgatadas, ressalvando-se que o acionista dissidente tem direito, nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, de obter resgate com base em deliberação aprovada em assembleia geral por acionistas que representem pelo menos 50% das ações com direito de voto, deliberação essa para:

- criar uma nova classe de ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais desproporcionalmente em relação às demais classes de ações (a menos que tais atos sejam previstos ou autorizados pelo estatuto social);

- modificar uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar uma nova classe com privilégios maiores do que os das classes existentes de ações preferenciais;

- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;

- alterar nosso objeto social;

- proceder à incorporação de nossa companhia por outra companhia ou à fusão de nossa companhia;

- transferir a totalidade de nossas ações a outra companhia de forma a nos tornar subsidiária integral de tal companhia;

- aprovar a aquisição do controle de outra companhia por preço que exceda de certos limites estabelecidos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações;

- aprovar nossa participação em grupo de sociedades conforme definição contida na Lei Brasileira das Sociedades por Ações; ou

- na hipótese de a companhia resultante de (a) incorporação, (b) transferência de ações conforme descrito no item (6) supra ou (c) cisão efetuada por nossa companhia não se tornar companhia listada dentro de 120 dias a contar da assembleia na qual tal decisão tiver sido tomada.

Somente detentores de ações prejudicados pelas alterações mencionadas nos itens (1) e (2) supra, poderão exigir que nossa companhia resgate suas ações. O direito de resgate mencionado nos itens (5), (6) e (8) supra apenas poderá ser exercido se nossas ações não satisfizerem certos índices de liquidez por ocasião da deliberação do acionista. O direito de resgate caducará 30 dias a contar da publicação da ata da assembleia de acionistas pertinente, a menos que, no caso dos itens (1) e (2) supra, a deliberação esteja sujeita a confirmação pelos detentores de ações preferenciais (que deverá ser efetuada em assembleia geral extraordinária a ser realizada dentro de um ano), caso em que o prazo de 30 dias será contado a partir da publicação da ata da assembleia geral extraordinária.

Nossa companhia fará jus a reconsiderar qualquer ato que dê ensejo a direitos de resgate dentro de 10 dias a contar da expiração de tais direitos caso o resgate de ações de acionistas dissidentes coloque em risco nossa estabilidade financeira. A Lei Nº 9.457, datada de 5 de maio de 1997, que alterou a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, contém disposições que, entre outras coisas, restringem os direitos de resgate em certos casos e permitem às companhias resgatar suas ações por seu valor econômico, observadas certas exigências. Nosso Estatuto Social atualmente não prevê que nosso capital social poderá ser resgatado por seu valor econômico e, por conseguinte, qualquer resgate de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações seria efetuado no mínimo pelo valor contábil por ação, determinado com base no último balanço patrimonial aprovado pelos acionistas, ficando estipulado que, caso a assembleia geral que der ensejo a direitos de resgate tenha ocorrido mais de 60 dias a contar da data do último balanço patrimonial aprovado, o acionista terá direito de exigir que suas ações sejam avaliadas com base em novo balanço patrimonial de data que caia no período de 60 dias contados da assembleia geral.

Direitos de Acionistas Não Controladores

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que aos acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 5% das ações representativas do capital social de uma companhia são conferidos, entre outros, os seguintes direitos:

- direito de exigir que os livros da companhia sejam colocados à disposição para exame, sempre que esses acionistas suspeitarem que a legislação brasileira ou o Estatuto Social da companhia tenham sido violados ou que irregularidades tenham sido cometidas pela administração da companhia;

- direito de convocar assembleias gerais, em certas circunstâncias, sempre que os conselheiros ou diretores da

companhia, conforme o caso, deixarem de assim proceder; e

- direito de ajuizar ação de indenização em face dos conselheiros ou diretores, conforme o caso, por perdas e danos causados ao patrimônio da companhia, sempre que for deliberado na assembleia geral que tal pedido de indenização não será apresentado.

Os acionistas não controladores que possuem, individualmente ou em conjunto, nossas ações ordinárias (tendo em vista que pelo menos 10% da totalidade de nossas ações ordinárias são detidas por acionistas não controladores), e também detentores de nossas ações preferenciais têm direito de nomear um membro do Conselho Fiscal e um suplente. Todos os acionistas têm direito de comparecer às assembleias gerais.

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os acionistas minoritários que detêm (i) ações preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade das ações com direito de voto da companhia ou (ii) ações ordinárias representativas de no mínimo 15% do capital social votante da companhia, terão o direito de nomear um membro e um suplente para o Conselho de Administração. Caso nenhum detentor de ações ordinárias ou preferenciais atenda a esses patamares, os detentores de ações ordinárias ou preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade do capital social terão direito de combinar suas detenções para nomear um membro e um suplente do Conselho de Administração.

Alterações nos Direitos dos Acionistas

Deverá ser realizada uma assembleia geral de acionistas sempre que a Companhia pretender alterar os direitos dos detentores de nossas ações ordinárias ou ações preferenciais. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, as alterações propostas deverão ser aprovadas pela maioria da classe afetada. Certas alterações relacionadas aos direitos de ações sem direito a voto, incluindo ações preferenciais, tais como alteração no pagamento ou dos direitos de voto, poderão resultar no exercício de direitos de avaliação pelos detentores de ações afetadas.

Fechamento do Capital e Baixa de Registro na BM&FBovespa

O cancelamento de nosso registro como companhia aberta, deverá ser precedido por oferta pública por parte de nossos acionistas controladores ou de nossa própria companhia para aquisição da totalidade de nossas ações à época em circulação, observadas as condições abaixo:

- o preço oferecido pelas ações objeto da oferta pública deverá ser o valor de mercado dessas ações, conforme estabelecido pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações; e

- os acionistas que detiverem mais de dois terços de nossas ações em circulação tenham expressamente concordado com a decisão de nossa companhia de se tornar companhia fechada ou tenham aceitado a oferta.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o preço justo será pelo menos igual à nossa avaliação, conforme determinado por um ou mais dos seguintes métodos de avaliação: valor contábil, valor contábil líquido avaliado tomando por referência o preço de mercado, fluxo de caixa descontado, múltiplos, preço de nossas ações no mercado ou qualquer outro método de avaliação aceito pela CVM. Esse preço da oferta poderá ser revisado caso seja contestado no prazo de 15 dias a contar de sua publicação por detentores de pelo menos 10% de nossas ações em circulação, mediante solicitação enviada à nossa administração requerendo que seja convocada assembleia geral extraordinária para o fim de decidir se serão pedidas novas avaliações com emprego do mesmo método de avaliação ou de outro método de avaliação. Nossos acionistas que pedirem nova avaliação e os que aprovarem tal pedido nos reembolsarão pelos custos incorridos caso a nova avaliação seja mais baixa do que a avaliação contestada. Contudo, caso a segunda avaliação seja mais alta, o autor da oferta terá a opção de dar continuidade à oferta com o novo preço ou de retirar a oferta.

Arbitragem

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e respectiva regulamentação, litígios entre acionistas estarão sujeitos à arbitragem se previsto no estatuto social da companhia. Atualmente, nosso Estatuto Social não prevê arbitragem.

Contratos Relevantes

Para informações relativas a contratos relevantes, Veja a seção "Item 4. Informações sobre a Companhia" e "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

Controles Cambiais

Não há restrições à titularidade de ações preferenciais ou ações ordinárias de instituições não financeiras por parte de pessoas jurídicas domiciliadas fora do Brasil. No entanto, o direito de converter pagamentos de dividendos e os recursos da venda

de ações preferenciais ou ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter esses valores para fora do Brasil está sujeito a restrições nos termos da legislação que rege os investimentos estrangeiros que exige, de modo geral, entre outras coisas, que se registre o investimento no Banco Central e na CVM.

Investimentos em ações preferenciais por meio da propriedade de ADSs de ações preferenciais, ou em ações ordinárias por meio da propriedade de ADSs de ações ordinárias, deverão ser realizados de acordo com o Anexo V da Resolução CMN nº 1.289, conforme alterada pela Resolução CMN nº 1.927, também conhecida como Normas do Anexo V. Os investimentos diretos em ações preferenciais mediante o cancelamento de ADSs de ações preferenciais, ou em ações ordinárias mediante o cancelamento de ADSs de ações ordinárias, podem ser realizados por investidores estrangeiros ao amparo da Lei nº 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução CMN nº 2.689 de 26 de janeiro de 2000, que efetivamente permitem que investidores estrangeiros registrados invistam em praticamente todos os instrumentos do mercado de capitais no Brasil e concedem tratamento fiscal favorável a todos os investidores estrangeiros registrados e habilitados nos termos da Resolução CMN nº 2.689 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira.

Nos termos da Resolução CMN nº 2.689, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, contanto que certas exigências sejam atendidas. De acordo com a Resolução CMN nº 2.689, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e demais entidades de investimento coletivo que sejam domiciliados ou tenham sede no exterior.

Os valores mobiliários e demais ativos financeiros detidos pelos investidores enquadrados na Resolução nº 2.689 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito, ou sob custódia de entidade devidamente licenciada pelo Banco Central ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de valores mobiliários que sejam mantidos de acordo com a Resolução nº 2.689 deverá ser efetuada por intermédio das bolsas de valores ou mercados de balcão organizados licenciados pela CVM, ressalvada a transferência resultante de reestruturação societária fora do Brasil ou que ocorra quando da morte de investidor estrangeiro por força de lei ou testamento.

Os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias que não tenham registrado seu investimento no Banco Central poderão ser adversamente impactados por atrasos ou recusas na concessão de qualquer aprovação governamental necessária a conversões de pagamentos efetuados em reais e remessas ao exterior desses valores convertidos.

O Regulamento do Anexo V prevê a emissão de *depositary receipts* em mercados estrangeiros com relação às ações de emissores brasileiros. As ADSs de ações preferenciais foram aprovadas nos termos do Regulamento do Anexo V pelo Banco Central e pela CVM, e as ADSs de ações ordinárias foram aprovadas pela CVM (uma vez que a autorização do Banco Central não é mais necessária).

Certificados de registro eletrônico foram emitidos em nome do Citibank, N.A., o banco depositário, relativamente às ADSs de ações preferenciais e às ADSs de ações ordinárias, e são mantidos pela Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., o custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias por conta do banco depositário. Esses certificados de registro eletrônico são registrados por intermédio do Sistema de Informações do Banco Central. Nos termos dos certificados de registro, o custodiante e o banco depositário são capazes de converter dividendos e demais distribuições ou o produto da venda das ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais e das ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter o respectivo produto para fora do Brasil.

Caso o titular de ADSs de ações preferenciais permute tais ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais, ou um titular de ADSs de ações ordinárias permute tais ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias, o titular terá direito de contar com o certificado de registro do banco depositário durante cinco dias úteis após a permuta. Em seguida, o titular não poderá converter em moeda estrangeira e remeter para o exterior os ganhos auferidos com a alienação ou distribuição relativa às ações preferenciais ou ordinárias, a menos que o titular seja um investidor devidamente qualificado nos termos da Resolução nº 2.689 mediante registro junto à CVM e ao Banco Central e nomeie um representante no Brasil. Caso não esteja registrado, o titular estará sujeito a tratamento fiscal menos favorável no Brasil do que um titular de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias. Independentemente da qualificação nos termos da Resolução nº 2.689, os residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a tratamento fiscal menos favorável do que outros investidores estrangeiros. Veja a seção "—Tributação — Considerações sobre Impostos no Brasil".

Nos termos da legislação brasileira em vigor, o Governo Federal poderá impor restrições temporárias à remessa de capital estrangeiro para o exterior na hipótese de sério desequilíbrio ou previsão de sério desequilíbrio da balança de pagamentos do Brasil. Por aproximadamente nove meses em 1989 e início de 1990, o Governo Federal congelou todas as remessas de dividendos e repatriação de capital detidos pelo Banco Central e devidos a investidores estrangeiros, a fim de conservar as reservas cambiais do Brasil. Esses valores foram subsequentemente liberados de acordo com determinações do Governo Federal. Não podemos garantir que o Governo Federal não imporá restrições similares a repatriações estrangeiras no futuro.

Tributação

O resumo abaixo contém descrição de determinadas consequências de imposto de renda federal dos Estados Unidos e do Brasil relativamente à compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias por uma pessoa dos Estados Unidos, conforme definido na Seção 7701(a)(30) do Código Tributário Federal *(Internal Revenue Code*) de 1986, ou por um detentor que, de outro modo, ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos com base no lucro líquido no que toca a ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, ao qual nos referimos como detentor norte-americano, não pretendendo, porém, constituir descrição abrangente de todas as considerações fiscais que possam ser relevantes à decisão de adquirir ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias. Em especial, o presente resumo trata somente dos detentores norte-americanos que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias como bens de capital, não abordando o tratamento fiscal dado a detentores norte-americanos que detêm ou são tratados como detentores de 10% ou mais das ações com direito a voto da Companhia ou que poderão ficar sujeitos a normas fiscais específicas, tais como bancos ou outras instituições financeiras, companhias de seguro, companhias de investimento regulado, corretoras de valores mobiliários ou moedas, negociantes de valores mobiliários que escolham remarcar o mercado, "entidades de transferência" tais como sociedades ou pessoas que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias como parte de uma operação de *hedging*, operações de venda construtiva, transação envolvendo compra de opções de ações ou de sua conversão em ações, para fins fiscais, bem como pessoas que possuam como moeda funcional outras que não sejam dólares americanos. Adicionalmente, o referido resumo não descreve quaisquer implicações no âmbito da lei estadual ou local norte-americana ou do imposto federal ou do imposto sobre doações ou . Acionistas nos EUA devem pedir orientação a seus próprios consultores fiscais sobre esses assuntos.

O sumário baseia-se na legislação tributária do Brasil e dos Estados Unidos vigente na presente data, a qual está sujeita a alterações com eventual efeito retroativo e a diferentes interpretações. Os adquirentes em potencial de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias são encorajados a consultar seus próprios tributaristas relativamente às consequências fiscais brasileiras, norte-americanas ou demais consequências fiscais resultantes da compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, incluindo, em especial, o efeito de qualquer legislação tributária estrangeira, estadual ou municipal.

Embora não exista nenhum tratado atualmente em vigor que disponha sobre o imposto de renda entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades fiscais desses países travaram entendimentos que poderão resultar em tal tratado. Não se pode garantir, entretanto, se ou quando algum tratado passará a vigorar, nem de que maneira afetará os detentores norte-americanos de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Considerações sobre Impostos no Brasil

Geral – A explanação a seguir resume as principais consequências fiscais brasileiras importantes da aquisição, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, conforme o caso, por detentor que não seja domiciliado no Brasil, ao qual nos referimos como detentor não brasileiro para efeito de tributação no Brasil. No caso do detentor de ações preferenciais ou de ações ordinárias, presumimos que o investimento esteja registrado no Banco Central. A explanação a seguir não trata de todas as considerações sobre tributos brasileiros aplicáveis a qualquer detentor não brasileiro em particular. Portanto, cada detentor não brasileiro deve consultar seu próprio consultor fiscal relativamente às consequências fiscais brasileiras do investimento em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Tributação de Dividendos — Os dividendos pagos por nossa companhia, incluindo dividendos na forma de ações e demais dividendos pagos em bens ao depositário com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, ou a detentor não brasileiro com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, atualmente são isentos da retenção de imposto na fonte no Brasil, na medida em que tais dividendos se refiram a lucros obtidos até 1º de janeiro de 1996. Os dividendos referentes a lucro gerado antes de 1º de janeiro de 1996 encontram-se sujeitos a retenção de imposto na fonte a diversas alíquotas, dependendo do ano em que o lucro tenha sido gerado.

Pagamentos de Juros sobre o Capital Próprio — A Lei nº 9.249 datada de 26 de dezembro de 1995, conforme alterada, permite que companhias brasileiras efetuem distribuições aos acionistas de juros sobre o capital próprio. Essas distribuições podem ser pagas em moeda corrente. Esses pagamentos representam despesa dedutível da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social da companhia. Esses juros estão limitados à mais baixa comparação de valores entre a variação *pro rata die* da taxa de juros de longo prazo do Governo Federal, conforme apurada pelo Banco Central de tempos em tempos, aplicada ao patrimônio líquido da Companhia e o que for maior entre:

- 50% do lucro líquido (após a contribuição social sobre lucro líquido e antes da provisão para imposto de renda de pessoa jurídica, e dos montantes atribuídos aos acionistas como juros sobre o capital próprio) referente ao período em que o pagamento seja efetuado; ou

- 50% da soma dos lucros acumulados e reservas de lucros na data do início do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio aos acionistas (incluindo os detentores de ADSs de ações preferenciais referentes a ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias referentes a ações ordinárias) ficará sujeito à retenção de imposto na fonte à alíquota de 15%, ou 25% se o detentor não brasileiro é domiciliado em jurisdição que não exija imposto de renda ou na qual a alíquota máxima do imposto de renda seja inferior a 20%, ou ainda na qual a legislação local imponha restrições à divulgação da composição societária ou à propriedade de investimentos, ou um Detentor em Paraíso Fiscal. Esses pagamentos poderão ser incluídos, por seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório.

Em 24 de junho de 2008, a Lei 11.727 foi promulgada, estabelecendo o conceito de "regime fiscal privilegiado", com relação a operações sujeitas ao preço de transferência e regras de capitalização estritas, o que é mais abrangente que o conceito de paraíso fiscal. Nos termos da nova lei, um "regime fiscal privilegiado" aplica-se a uma jurisdição que atenda a qualquer dos seguintes requisitos: (1) não tribute a renda ou a tribute a uma alíquota máxima inferior a 20%; (2) conceda benefícios fiscais para entidades ou pessoas físicas não residentes (a) sem requerer atividade econômica substancial na jurisdição desse não residente, ou (b) na medida em que esse não residente não conduza atividade econômica substancial na jurisdição desse não residente; (3) não tribute a renda gerada no exterior, ou imponha tributos sobre a renda gerada no exterior a uma alíquota máxima inferior a 20%; ou (4) restrinja a divulgação sobre a titularidade de ativos e direitos de propriedade ou restrinja a divulgação sobre a realização de transações econômicas.

Embora a interpretação da atual legislação tributária brasileira possa levar à conclusão de que o conceito de "regime fiscal privilegiado" deva aplicar-se apenas para fins de regras de preço de transferência no Brasil, não está claro se esse conceito também se aplicaria a outros tipos de operação, como investimentos conduzidos nos mercados financeiro e de capitais no Brasil para os propósitos dessa lei. Não há orientação judicial quanto à aplicação da Lei 11.727 de 24 de junho de 2008 e, dessa forma, não podemos prever se a Receita Federal brasileira ou se os tribunais brasileiros poderão decidir que o conceito de "regime fiscal privilegiado" deva ser aplicável para considerar um não residente como um Residente em Paraíso Fiscal quando conduzir investimentos nos mercados financeiro e de capitais no Brasil. Porém, caso o conceito de "regime fiscal privilegiado" seja interpretado como aplicável a transações conduzidas nos mercados financeiro e de capitais no Brasil, essa lei fiscal resultaria, portanto, na imposição de tributação a Detentores Não Residentes que se enquadrem nas exigências de regime fiscal privilegiado da mesma forma aplicável a um Residente em Paraíso Fiscal. Os investidores atuais e em potencial devem pedir orientação a seus próprios consultores fiscais a respeito das implicações da implantação da Lei 11.727 e de qualquer lei tributária brasileira relacionada ou regulamentação a respeito de "paraíso fiscal" ou "regimes tributários privilegiados".

Na medida em que os pagamentos de juros sobre o capital próprio sejam incluídos como parte de dividendo obrigatório, nossa companhia fica obrigada a distribuir valor adicional para assegurar que o valor líquido recebido pelos acionistas, após o pagamento do imposto retido na fonte, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório.

As distribuições de juros sobre capital próprio para detentores estrangeiros poderão ser convertidas em dólares dos Estados Unidos e remetidas para o exterior, observados os controles cambiais aplicáveis, contanto que o investimento seja registrado no Banco Central do Brasil.

Não podemos garantir que nosso Conselho de Administração não decidirá que futuras distribuições sejam feitas sob a forma de juros sobre o capital próprio.

Tributação de Ganhos – Nos termos da Lei nº 10.833/03, os ganhos reconhecidos na alienação de ativos localizados no Brasil, tais como nossas ações, por um detentor não brasileiro, estão sujeitas ao imposto de renda retido na fonte no Brasil. Esta regra é aplicável independentemente da alienação ter ocorrido no Brasil ou no exterior e/ou se a alienação é realizada ou não para uma pessoa física ou entidade residente ou domiciliada no Brasil.

Como regra geral, o ganho de capital auferido em consequência da operação de alienação é a diferença entre o montante auferido na alienação do ativo e o respectivo custo de aquisição.

Ganhos de capital auferidos por detentores não brasileiros na alienação de ações vendidas em bolsa de valores brasileira (que inclui as transações realizadas em mercado de balcão organizado):

- estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte à alíquota zero, se realizados por um detentor não brasileiro que (i) registrou seu investimento no Banco Central nos termos da regulamentação do Conselho Monetário Nacional do Brasil, ou um Detentor Registrado, e (ii) não é um Detentor em Paraíso Fiscal; e

- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 15% com relação aos ganhos de capital auferidos por um detentor não brasileiro que seja um Detentor Registrado e não um Detentor de Paraíso Fiscal (incluindo detentores não brasileiros que se enquadrem aos termos da Lei nº 4.131/62) e ganhos de capital auferidos por Detentores em Paraíso Fiscal que sejam Detentores Registrados. Nesse caso, o imposto de renda retido na fonte a uma alíquota de

0,005% será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Quaisquer outros ganhos auferidos na alienação das ações que sejam alienadas na bolsa de valores no Brasil:

- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 15% quando efetivados por um detentor não brasileiro que não seja um Detentor em Paraíso Fiscal, seja um Detentor Registrado ou não; e

- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 25% quando efetivadas por um Detentor em Paraíso Fiscal, seja um Detentor Registrado ou não.

Nos casos acima, se os ganhos estão relacionados a transações realizadas em mercado de balcão não organizado, no Brasil, com intermediação, o imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% também será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Qualquer exercício de direitos de preferência relacionados a ações não estará sujeito a imposto de renda no Brasil. Ganhos auferidos por detentores não brasileiros na alienação de direitos de preferência estarão sujeitos a imposto de renda no Brasil de acordo com as mesmas regras aplicáveis à alienação de ações.

Não há qualquer garantia de que o atual tratamento favorável aos Detentores Registrados continuará em vigor no futuro.

Venda de ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias por Detentores Americanos para Outros Não Residentes no Brasil — Em conformidade com o artigo 26 da Lei nº 10.833, publicada em 29 de dezembro de 2003, a venda de propriedade localizada no Brasil envolvendo investidores não residentes está sujeita a imposto de renda, a partir de 1º de fevereiro de 2004. Nosso entendimento é que as ADSs não se qualificam como propriedade localizada no Brasil e, assim sendo, não devem ser sujeitas à retenção de imposto no Brasil. Até o momento, tendo em vista que a norma referida é genérica e não foi analisada por tribunais administrativos ou judiciais, não podemos assegurar o resultado final dessa discussão.

Caso tal entendimento não prevaleça, é importante mencionar que em relação ao custo de aquisição a ser adotado para o cálculo dos referidos ganhos, a lei brasileira possui dispositivos conflitantes em relação à moeda em que tal montante deverá ser determinado. O assessor jurídico brasileiro da CEMIG possui a opinião de que os ganhos de capital devem ser calculados com base na diferença positiva entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou ações ordinárias registrado no Banco Central do Brasil em moeda estrangeira e o valor de alienação de tais ações preferenciais ou ações ordinárias na mesma moeda. Esta opinião está lastreada em um precedente emitido por um órgão administrativo brasileiro. Entretanto, considerando que as autoridades fiscais não estão vinculadas a tal precedente, alguns pronunciamentos foram emitidos adotando o custo de aquisição em moeda brasileira.

Ganhos sobre a Permuta de ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias — apesar de não haver diretrizes regulatórias claras, a permuta de ADSs por ações não deveria estar sujeita à tributação no Brasil. Os detentores não brasileiros poderão trocar ADSs de ações preferenciais pelas ações preferenciais a estas subjacentes ou ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias a estas subjacentes, e ainda, vender as ações preferenciais ou ações ordinárias em uma bolsa de valores brasileira e remeter os lucros da venda para o exterior dentro de cinco dias úteis a contar da data de permuta (se valendo do registro eletrônico do depositário), sem consequências fiscais. Embora não haja uma instrução regulatória clara, a permuta de ADSs por ações não deverá estar sujeita a imposto de renda retido na fonte.

Mediante recebimento das ações preferenciais subjacentes às ADSs de ações preferenciais ou das ações ordinárias subjacentes às ADSs de ações ordinárias, os detentores não brasileiros também podem optar por registrar no Banco Central o valor de tais ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares americanos como uma carteira de investimentos estrangeiros, nos termos da Resolução nº 2.689/00, que lhes permite receber o tratamento fiscal mencionado acima para "Tributação de Dividendos".

Alternativamente, os detentores não brasileiros também poderão registrar o valor dessas ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares americanos no Banco Central como um investimento estrangeiro direto, nos termos da Lei 4.131 de 03 de setembro de 1962, em cujo caso a respectiva venda seria sujeita ao tratamento fiscal referido na seção "Tributação de Ganhos".

Ganhos sobre a Permuta de Ações Preferenciais por ADSs de Ações Preferenciais ou de Ações Ordinárias por ADSs de Ações Ordinárias – O depósito de ações preferenciais em permuta pelas ADSs de ações preferenciais ou de ações ordinárias por ADSs de ações ordinárias poderá ficar sujeito a imposto de renda no Brasil sobre ganhos de capital, caso o valor anteriormente registrado no Banco Central como investimento estrangeiro em ações preferenciais ou ações ordinárias ou, no caso de outros investidores de mercado nos termos da Resolução nº 2.689, o custo de aquisição das ações preferenciais ou das ações ordinárias, conforme o caso, seja inferior:

- ao preço médio por ação preferencial ou ações ordinárias em bolsa de valores Brasileira em que o maior volume

dessas ações preferenciais ou ações ordinárias tenha sido vendido no dia do depósito; ou

- caso nenhuma ação preferencial tenha sido vendida nesse dia, ao preço médio em bolsa de valores brasileira em que o maior volume de ações preferenciais ou ações ordinárias tenha sido vendido nos 15 pregões anteriores.

A diferença entre o valor anteriormente registrado ou o custo de aquisição, conforme o caso, e o preço médio das ações preferenciais ou ações ordinárias, calculado conforme acima estipulado, é considerada ganho de capital sujeito a imposto de renda à alíquota de 15% ou 25% para Detentores em Paraísos Fiscais. Embora não haja uma clara instrução regulatória, essa tributação não deverá se aplicar a Detentores Não Residentes registrados nos termos da Resolução nº 2.689/00, exceto Residentes em Paraíso Fiscal.

Tributação de Operações de Câmbio – A legislação brasileira impõe uma Tributação de Operações de Câmbio, ou IOF, sobre a conversão de reais em moeda estrangeira ou vice-versa. A alíquota aplicável atual para quase todas as operações de câmbio é de 0,38%. Nos termos do Decreto 7853/2012, a alíquota do IOF sobre todas as liquidações de operações em moeda estrangeira, inclusive operações simultâneas, para a entrada de recursos no Brasil que requeiram registro no Banco Central e contratados a partir de 5 de dezembro de 2012 diretamente ou mediante a emissão de valores mobiliários no mercado internacional com vencimento médio de até 360 dias é 6%. A liquidação de operações de câmbio referentes a empréstimos estrangeiros com vencimento mínimo superior a 360 dias está sujeita à alíquota de IOF de 0%. As liquidações de operações de câmbio para investimentos feitos por Detentor Não Residente nos mercados financeiro e de capital do Brasil estão sujeitas à alíquota de IOF de 6%. Entretanto, a partir de 1º de dezembro de 2011, a liquidação de operações de câmbio efetuados por Detentores Não Residentes e referentes a investimentos no Brasil em rendimentos variáveis comercializados em bolsa de valores ou bolsa de mercadorias e futuros estão sujeitos à alíquota de IOF de 0%. A alíquota de 0% também se aplica à liquidação de operações de câmbio simultâneas referentes ao cancelamento de recibos depositários para transferência do investimento em ações negociadas na bolsa de valores. A remessa de fundos a países estrangeiros referente ao retorno dos investimentos realizados por investidores não residentes, o retorno de empréstimos estrangeiros e a remessa de dividendos e juros sobre capital próprio estão sujeitos a IOF/Câmbio à alíquota de 0%. Embora não haja uma clara instrução regulatória, a conversão de reais em dólares para pagamento de dividendos a detentores de ADSs também deverá se beneficiar do IOF/Câmbio à alíquota de 0%.

Tributação de Transações relativas a Títulos e Valores Mobiliários — A legislação brasileira impõe uma Tributação de Transações relativas a Títulos e Valores Mobiliários, ou IOF/Títulos, incluindo aquelas realizadas em bolsas de valores brasileiras. A alíquota de IOF aplicável às transações envolvendo ações (ações preferenciais, ADSs de ações preferenciais, ações ordinárias e ADSs de ações ordinárias) é atualmente zero, embora a alocação de ações negociadas nas bolsas de valores do Brasil para emissão de recibos depositários negociados no estrangeiro esteja sujeita à alíquota de IOF de 1,5%. O Ministério da Fazenda possa aumentar tal alíquota para até 1,5% ao dia, mas somente aplicável a transações futuras.

Outros Impostos Brasileiros — Alguns estados brasileiros impõem impostos sobre herança ou doação feita por pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil a pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes nesses estados. Não há nenhuma taxa de selo, emissão, registro, tampouco tarifas ou impostos similares brasileiros a serem pagos por detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Considerações sobre Impostos Norte-Americanos

Via de regra, para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, detentores de ADRs que evidenciem ADSs serão tratados como titulares das ações ordinárias ou ações preferenciais representadas pelas ADSs em questão.

Tributação de Distribuições – Sujeito à discussão abaixo em " – Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo", as distribuições relativas às ações ou às ADSs (que não as distribuições por resgate das ações, sujeitas ao Artigo 302(b) do Código, ou por liquidação da Companhia), na medida em que efetuadas a partir de lucros acumulados ou atuais da Companhia conforme apurados nos termos dos princípios do imposto de renda federal dos Estados Unidos, constituirão dividendos. A distribuição também inclui o montante de qualquer tributação brasileira retidas em qualquer dessas distribuições. Se tais lucros serão ou não suficientes para todas essas distribuições às ações ou ADSs se qualificarem como dividendos, dependerá da lucratividade futura da Companhia e de outros fatores, muitos deles fora do controle da Companhia. À medida que tal distribuição exceda o valor dos lucros da Companhia, ela será tratada como retorno de capital não tributável na medida do volume das ações ou ADSs do detentor norte-americano e, subsequentemente, como ganho de capital. Conforme empregado abaixo, o termo "dividendo" significa distribuição que constitui dividendo para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos. A **Companhia não pretende atualmente manter o cálculo de seu ganhos e lucros sob os princípios do imposto de renda federal dos Estados Unidos. Deste modo, contribuintes americanos devem esperar que todas as distribuições feitas em relação às ações ou ADSs irão geralmente ser tratadas como dividendos.** Os dividendos em dinheiro (incluindo os valores retidos com relação a impostos brasileiros) pagos (i) às ações poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo detentor norte-americano; ou (ii) às ações representadas por ADSs poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo banco depositário e, em qualquer das hipóteses, não são passíveis da dedução por dividendos recebidos facultada à companhia. Os dividendos pagos em reais poderão ser incluídos na receita de

detentor norte-americano em valor em dólares dos Estados Unidos calculado com base na taxa de câmbio vigente no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano, no caso de ações, ou pelo banco depositário, no caso de ações representadas por ADSs.

Se os dividendos pagos em reais forem convertidos em dólares dos Estados Unidos no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário, conforme o caso, os detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão obrigados a reconhecer ganho ou perda cambial relativamente à receita de dividendos. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais relativamente ao tratamento de qualquer ganho ou perda cambial, caso quaisquer reais recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário não sejam convertidos em dólares dos Estados Unidos na data de recebimento, bem como relativamente às consequências fiscais resultantes do recebimento de quaisquer reais adicionais do custodiante em função da inflação brasileira.

Os dividendos constituirão, de modo geral, receita de fonte estrangeira e geralmente irá constituir uma "categoria de receita passiva" ou, no caso de certos detentores norte-americanos, uma "categoria geral de receita" para fins de crédito fiscal estrangeiro. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros sobre tais dividendos, esses impostos poderão ser tratados como imposto de renda estrangeiro, observadas as limitações e condições geralmente aplicáveis nos termos da legislação do imposto de renda federal dos Estados Unidos, para fins de crédito em face do passivo de imposto de renda federal dos Estados Unidos de detentor norte-americano (ou à opção do detentor norte-americano, poderá ser deduzido no cálculo da receita tributável). O cálculo e a disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e, no caso de um detentor norte-americano que opte por deduzir impostos estrangeiros, a disponibilidade de deduções, envolvem a aplicação de normas que dependem de circunstâncias específicas de cada detentor norte-americano. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros, os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto à disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros relativamente a impostos brasileiros retidos na fonte.

Distribuições a detentores norte-americanos de "ações ordinárias" adicionais ou de direitos de preferência relativos a essas "ações ordinárias", relativamente às suas ações ordinárias ou ADSs de ações ordinárias que façam parte de distribuição proporcional a todos os acionistas da Companhia não serão, de modo geral, tratadas como receita de dividendos para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos, porém poderiam ensejar ganho tributável adicional de origem norte-americana quando da venda de tais ações adicionais ou direitos de preferência. Distribuições não rateadas de tais ações ou direitos em geral poderiam ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano na mesma extensão e da mesma forma que as distribuições a serem pagas em dinheiro. Nessa hipótese, o valor de tal distribuição (e a base das novas ações ou direitos de preferência assim recebidos) equivalerá, de modo geral, ao valor de mercado das ações ou dos direitos de preferência na data de distribuição. Não está totalmente claro se as ações preferenciais serão tratadas como "ações preferenciais" ou "ações ordinárias" para este propósito. Se as ações preferenciais forem tratadas como "ações ordinárias" para estes propósitos o tratamento acima seria utilizado para distribuições de ações e direitos de preferência relativos a ações preferenciais ou ADSs de ações preferenciais. Por outro lado. Se as ações forem tratadas como "ações preferenciais" uma distribuição de ações adicionais ou direitos de preferência seriam incluídos na receita bruta da mesma forma que uma distribuição em dinheiro independentemente de tal distribuição ser considerada uma distribuição não rateada.

Receita de Dividendo Qualificada — Não obstante as disposições precedentes, certos dividendos recebidos por detentores norte-americanos pessoas físicas que constituam "receita de dividendo qualificada" atualmente poderão estar sujeitos à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Receita de dividendo qualificada inclui, de modo geral, entre outros dividendos, dividendos recebidos durante o exercício de "companhias estrangeiras qualificadas". Via de regra, as companhias estrangeiras são tratadas como companhias estrangeiras qualificadas relativamente a qualquer dividendo pago pela companhia no tocante a ações da companhia que sejam prontamente negociáveis em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos. Para esse fim, uma ação é tratada como prontamente negociável em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos se um ADR lastreado por tal ação for assim negociado.

Não obstante essa regra precedente, os dividendos recebidos de companhia estrangeira que seja companhia de investimento estrangeiro passivo (conforme definição contida no artigo 1297 do Código), em qualquer exercício da companhia em que o dividendo tenha sido pago ou no exercício anterior, não constituirão receita de dividendo qualificada. Além disso, o termo "receita de dividendo qualificada" não incluirá, entre outros dividendos, quaisquer (i) dividendos em relação a qualquer ação ou ADS que seja detida por um contribuinte por 60 dias ou menos durante o prazo de 120 dias com início na data que seja 60 dias anteriores à data em que tal ação ou ações que lastreiam a ADS se tornarem inelegíveis para dividendos relativamente a tais dividendos (conforme apurado de acordo com o artigo 246(c) do Código); ou (ii) dividendos, à medida que o contribuinte tenha a obrigação (seja por força de venda a descoberto ou a outro título) de efetuar pagamentos correlatos a posições detidas em bens substancialmente similares ou correlatos. Além disso, aplicam-se regras especiais na determinação de limitação de crédito fiscal estrangeiro de contribuinte de acordo com o artigo 904 do Código no caso de receita de dividendo qualificada.

Os detentores norte-americanos pessoas físicas deverão consultar seus próprios consultores fiscais para determinar se os valores recebidos a título de dividendos de nossa companhia constituirão ou não receita de dividendo qualificada sujeita à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos e, nessa hipótese, o eventual efeito sobre o crédito fiscal estrangeiro do detentor norte-americano pessoa física.

Tributação de Ganhos de Capital — Os depósitos e retiradas de ações por detentores norte-americanos em permuta por ADSs não resultarão em realização de ganho ou perda para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos.

Sujeito à discussão abaixo em "– Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo", o ganho ou perda realizado por detentor norte-americano na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos como ganho ou perda de capital em valor igual à diferença entre o custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano e o valor apurado na alienação. Ganho ou perda reconhecido por um detentor norte-americano em tal venda, resgate ou outra alienação tributária geralmente será ganho ou perda de capital de longo prazo se, no momento da venda ou outra alienação tributável, as ações ou ADSs, conforme aplicável, tenham sido detidas por mais de um ano. Determinados detentores que não sejam pessoa jurídica (incluindo pessoas físicas) podem ser elegíveis para índices preferenciais de impostos de renda federais americanos em relação à ganhos de capitais de longo prazo. A dedução de uma perda de capital é sujeita a limitações para propósitos de imposto de renda federal americano. Ganhos realizados por detentor americano em uma venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs, incluindo o ganho decorrente da redução do custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano em razão de a distribuição ser tratada como retorno de capital e não como dividendo, de modo geral, será tratado como receita de fonte norte-americana para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos. Caso o imposto retido na fonte ou o imposto de renda brasileiro for exigido na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs, conforme descrito em "—Tributação — Considerações sobre Impostos no Brasil", o valor realizado por detentor norte-americano incluirá o valor bruto dos recursos dessa venda, resgate ou alienação tributável antes da dedução do imposto retido na fonte brasileiro ou imposto de renda brasileiro, se aplicáveis. A disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros dos Estados Unidos para esses impostos brasileiros está sujeita a certas limitações e envolve a aplicação de regras que dependem de circunstâncias específicas de um detentor norte-americano. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto à aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro a seu investimento em ações preferenciais ou ADSs de ações preferenciais e à alienação de ações ordinárias ou ADSs de ações ordinárias.

Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo – Certas regras federais americanas adversas de imposto de renda são geralmente aplicáveis a um indivíduo americano que possua ou disponha de ações de uma companhia que não seja americana, classificada como uma companhia de investimento estrangeiro passivo (a "PFIC"). No geral, uma companhia não americana será classificada como PFIC por qualquer ano fiscal durante o qual, depois de aplicar as regras pertinentes em relação a renda e ativos de subsidiárias, (i) 75.0% ou mais da renda bruta das companhias não americanas seja "renda passiva"; ou (ii) 50.0% ou mais do valor bruto (determinado trimestralmente) dos ativos da companhia não americana produza renda passiva ou seja mantido para a produção de renda passiva. Para estes fins, a renda passiva geralmente inclui, dentre outras coisas, dividendos, juros, aluguéis, *royalties*, ganhos da alienação de passivos e ganhos de *commodities* e operações de valores mobiliários (exceto certos ganhos de negócios ativos da venda de commodities). Para determinar se uma companhia não americana é uma PFIC, uma porção pro rata da renda e ativos de cada companhia que ela possui, direta ou indiretamente, no mínimo 25.0% de juros (by value) é levado em consideração.

A Companhia não acredita que tenha sido uma PFIC, para propósitos de imposto de renda federal americano, pelo seu ano fiscal anterior e não espera ser uma PFIC em seu atual ano fiscal ou no futuro próximo. Entretanto, como o status de PFIC depende da composição da renda e ativos da companhia, o valor de mercado dos ativos de tempo em tempo, e a aplicação de regras que não são sempre claras, não há como assegurar que a Companhia não será classificada como PFIC por qualquer ano fiscal.

Se a Companhia fosse classificada como PFIC, um detentor americano poderia estar sujeito a consequências fiscais materias adversas, inclusive estar sujeito a grandes quantidades de tributos em ganhos e certas distribuições de ações ou ADSs, assim como aumento nas obrigações de reportar. Detentores americanos devem consultar seu assessor fiscal sobre a possibilidade da Companhia ser classificada como PFIC e as consequências dessa classificação.

Tributos de Medicare sobre a Renda de Lucro Líquido – Um detentor americano que seja pessoa física, um patrimônio ou um *trust* (exceto um *trust* que esteja na categoria especial de *trusts* isentos de tal tributo) estará sujeito a 3.8% de tributação sobre o menor de (1) a "renda de investimento líquida do detentor americano" (caso seja pessoa física) ou "renda líquida de investimento não distribuída" (no caso de patrimônios e trusts) pelo ano fiscal relevante; e (2) o excesso de "renda bruta modificada e ajustada" (no caso de pessoa física) ou "renda bruta ajustada" (nos casos de patrimônios e trusts) para o exercício fiscal acima de certo limite (que no caso de pessoas físicas será entre $125.000 e $250.000 dependendo das circunstancias do indivíduo). A receita líquida de um detentor americano geralmente incluirá sua receita de dividendos sobre as ações ou ADSs, e sua receita líquida da alienação de ações ou ADSs. Detentores americanos são indivíduos, patrimônios ou trusts devem consultar seus próprios assessores fiscais em relação à aplicabilidade de tributo Medicare em suas rendas e ganhos em respeito às ações ou ADSs.

Prestação de Informações e Retenção na Fonte — As exigências de prestação de informações aplicar-se-ão, de modo geral, a detentores norte-americanos de ADSs e detentores norte-americanos deverão estar de acordo com os procedimentos de certificação aplicáveis para demonstrar que eles não estarão sujeitos a garantir retenções. Investidores que são pessoa física e não relatarem as informações necessárias podem ficar sujeitos a penalidades graves. Os investidores devem pedir orientação a seus próprios consultores fiscais com relação a esses requisitos.

Adicionalmente, detentores norte-americanos devem estar cientes de que legislação recentemente editada impõe novos

requisitos de divulgação a respeito da detenção de determinados ativos financeiros estrangeiros, incluindo ações de emissores estrangeiros que não sejam detidos em contas mantida por uma instituição financeira, caso o valor agregado de tais ativos exceda US$50.000. Detentores norte-americanos que detenham ADSs por meio de contas de corretagem americanas não devem estar aos novos requisitos de divulgação a respeito de seus investimentos em ADSs. Detentores norte-americanos devem consultar seus próprios assessores fiscais a respeito da aplicabilidade das regras de divulgação sobre ADSs ou ações e sobre a aplicabilidade da legislação editada recentemente a suas situações particulares.

Dividendos e Agentes de Pagamento

Nossa companhia paga dividendos sobre ações preferenciais nos valores e na forma estipulada no "– Item 8. Informações Financeiras — Política e Pagamento de Dividendos". Pagaremos dividendos quanto às ações preferenciais representadas por ADSs de ações preferenciais ou ações ordinárias representadas por ADSs de ações ordinárias ao custodiante por conta do banco depositário, na qualidade de titular registrado das ações preferenciais representadas por ADSs de ações preferenciais ou das ações ordinárias representadas por ADSs de ações ordinárias. Assim que viável, após o recebimento dos dividendos pagos por intermédio do Citibank N.A. ao custodiante, este converterá esses pagamentos em dólares dos Estados Unidos e remeterá esses valores ao banco depositário para pagamento aos detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias na proporção da titularidade de cada um deles.

Disponibilização de Documentos

Nossa companhia está sujeita às exigências de prestação de informações do *Securities Exchange Act* de 1934, conforme alterado, ou o *Exchange Act*. De acordo com essas exigências, arquivamos relatórios e outras informações perante a SEC. Esses materiais, incluindo este relatório anual e respectivos anexos, poderão ser examinados e copiados na Sala de Consulta Pública da SEC na 100 Fifth Street, N.E., Sala 1580, Washington, D.C. 20549. As cópias dos materiais poderão ser obtidas na Sala de Consulta Pública da SEC mediante pagamento das taxas estabelecidas. O público poderá obter informações a respeito do funcionamento da Sala de Consulta Pública da SEC entrando em contato com a SEC, nos Estados Unidos, por meio do telefone 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham o presente relatório anual poderão ser examinadas em nossa sede, na Avenida Barbacena, 1200, 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguros

Nós possuímos apólices de seguro para cobertura de danos ao imóvel onde se localiza a nossa sede, às turbinas, geradores e transformadores de nossas principais usinas e subestações causados por incêndio e riscos tais como falha de equipamentos. Também possuímos apólices de seguro para cobertura de danos à aeronave e causados pela aeronave utilizada em nossas operações. Não possuímos seguro geral de responsabilidade civil para terceiros para a cobertura de acidentes e não solicitamos propostas para esse tipo de seguro. Poderemos, no entanto, contratar no futuro esse tipo de seguro. Além disso, não solicitamos propostas ou possuímos coberturas de seguro contra catástrofes de grandes proporções que afetem nossas instalações, tais como terremotos e inundações ou falhas do sistema operacional. Não possuímos cobertura de seguro para risco de interrupção do negócio, o que significa que os danos sofridos por nossa companhia e consequentes danos sofridos por nossos clientes em decorrência de interrupção no fornecimento de energia geralmente não estão cobertas pelo nosso seguro e poderemos estar sujeitos a prejuízos significativos. Veja a seção "Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relativos à CEMIG - Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil."

Acreditamos que, como contratamos seguro contra incêndio e risco operacional, nossa cobertura de seguro estará em um nível que é usual no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos.

Dificuldades em Impor Responsabilidade Civil a Pessoas que não sejam Norte-Americanas

Somos uma sociedade de economia mista constituída segundo as leis brasileiras. Todos os nossos diretores e conselheiros residem atualmente no Brasil. Além disso, praticamente todos os nossos ativos estão localizados no Brasil. Como consequência, será necessário que os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias cumpram com a lei brasileira a fim de obter uma sentença executável contra nossos diretores executivos, conselheiros ou nossos ativos. Pode não ser possível para os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias efetivar a citação de nossos diretores e conselheiros dentro dos Estados Unidos, ou executar nos Estados Unidos, sentenças contra estas pessoas obtidas em tribunais dos Estados Unidos com base em responsabilidade civil dessas pessoas, incluindo quaisquer sentenças que tenham como fundamento as leis federais de valores mobiliários dos Estados Unidos, na medida em que essas sentenças excedam os ativos norte-americanos dessas pessoas. Nossos advogados brasileiros, Souza, Cescon, Barrieu & Flesch Advogados, nos aconselharam no sentido que sentenças prolatadas pelos tribunais dos Estados Unidos relacionadas à responsabilidade civil com fundamento na lei de valores mobiliários dos Estados Unidos poderão ser, observadas as exigências indicadas abaixo, executadas no Brasil, na medida em que os tribunais brasileiros forem competentes. Uma sentença contra nossa companhia ou as pessoas descritas acima, obtida fora do Brasil e transitada em julgado está sujeita à homologação pelo Superior Tribunal de Justiça do Brasil. A homologação ocorrerá se a sentença estrangeira:

- cumprir todas as formalidades exigidas para sua execução nos termos das leis do país no qual tiver sido proferida;
- tiver sido prolatada por tribunal competente após citação válida, em conformidade com a Lei brasileira, ou após evidência suficiente da ausência das partes tiver sido obtida, conforme o descrito nas leis aplicáveis;
- não estiver sujeita a recurso;
- se referir a pagamento de quantia certa;
- for autenticada por um oficial do consulado brasileiro no país em que for proferida e estiver acompanhada de tradução juramentada para o português; e
- não for contrária à soberania nacional, aos princípios de ordem pública ou aos bons costumes brasileiros.

Não podemos garantir que o processo de homologação descrito acima será conduzido em tempo hábil ou que os tribunais brasileiros executarão sentença pecuniária por violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação às ADSs de ações preferenciais e às ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais ou às ADSs de ações ordinárias e às ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias.

Os advogados brasileiros nos informaram, além disso, que:

- ações originárias fundadas nas leis de valores mobiliários federais dos Estados Unidos poderão ser instauradas em tribunais brasileiros e que, sujeito à ordem pública e à soberania nacional do Brasil, os tribunais brasileiros vão imputar responsabilidade civil em face da nossa companhia e nossos administradores nesses tipos de ações; e
- a capacidade de um exequente ou das demais pessoas mencionadas acima de cumprir sentença por meio da penhora de nossos ativos ou dos ativos dos acionistas vendedores está limitada pelas disposições da legislação brasileira.

O autor da ação (brasileiro ou não brasileiro) que resida fora do Brasil durante o andamento do processo no Brasil deverá prestar caução para cobrir as custas judiciais e honorários advocatícios caso não possua nenhum imóvel no Brasil que possa garantir o pagamento das referidas despesas. A caução deverá ter valor suficiente para cobrir o pagamento das custas judiciais e dos honorários dos advogados do réu, conforme decidido por juiz brasileiro. Esta exigência não se aplica ao procedimento de execução de sentença estrangeira que tenha sido homologada pelo Superior Tribunal de Justiça brasileiro.

Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado

Estamos expostos a risco de mercado decorrente de alterações das taxas de câmbio e das taxas de juros.

Estamos expostos a risco cambial uma vez que alguns de nossos empréstimos e financiamentos estão denominados em outras moedas (principalmente o dólar dos Estados Unidos) que não a moeda em que auferimos nossas receitas (o real). Veja a seção "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Estimativas Críticas Contábeis".

Risco Cambial

Em 31 de dezembro de 2012, aproximadamente 3,27% de nossa dívida em aberto, ou R$528 milhões, encontravam-se denominados em moedas estrangeiras, sendo que, desse montante, aproximadamente 92,61%, ou R$489 milhões, encontravam-se denominados em dólares dos Estados Unidos. Nossa companhia não possui receitas significativas denominadas em quaisquer moedas estrangeiras e, em virtude da legislação que exige que nossa companhia mantenha os recursos excedentes depositados em contas denominadas em reais junto a bancos brasileiros, nossa companhia não possui ativos monetários denominados em moedas estrangeiras.

Em 2012, utilizamos instrumentos financeiros tais como *swaps* de taxas de juros com o fim de administrar o risco e proteger nossa exposição à taxa de câmbio. A finalidade dos *swaps* foi reduzir nossa exposição à taxa de juros original de certos financiamentos, passando de uma taxa de juros calculada com base na taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real para uma taxa de juros calculada com base na taxa CDI. Vide Notas Explicativas 2.6(b), 19, 26, 27 e 28 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 2013, a perda em potencial que sofreríamos no caso de desvalorização hipotética de 25% e 50% do real contra o dólar dos Estados Unidos e outras moedas seria de aproximadamente R$614 milhões e R$737 milhões, respectivamente, referentes principalmente em razão do aumento da nossa despesa financeira denominada em reais. Em 2013, a desvalorização hipotética de 25% e 50% do real frente ao dólar dos Estados Unidos acarretaria saída de caixa anual adicional de aproximadamente R$124 milhões e R$247 milhões, respectivamente, refletindo o aumento de custo em reais de nossos endividamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures denominados em moeda estrangeira com as datas de vencimento em 2012. Comparado a um cenário provável, esta análise de sensibilidade pressupõe concomitante flutuação desfavorável de 25% e 50% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida é denominada.

As tabelas abaixo evidenciam informações resumidas de nossa exposição aos riscos cambiais em 31 de dezembro de 2012:

Portfólio do Endividamento Total

Dólar dos Estados Unidos	**R$ (milhões)**
Financiamentos	489
Fornecedor (Itaipu)	219
Menos derivativos contratados	(19)
	689
Outras moedas	
Financiamentos	39
Outros	4
Passivo Líquido exposto a risco cambial	**43**

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2012, possuíamos empréstimos e financiamentos em aberto no valor de R$16.170 milhões, dos quais aproximadamente R$14.812 milhões estavam sujeitos a juros com taxas flutuantes. Desse valor de R$14.812 milhões, R$11.938 milhões estão sujeitos a juros atrelados a índices de inflação e à taxa SELIC, e R$217 milhões estão sujeitos principalmente à LIBOR.

Em 31 de dezembro de 2012, possuíamos passivos líquidos de outros recursos, sobre os quais incidiam juros a taxas flutuantes no valor de R$10.650 milhões. Esses ativos consistiam principalmente de caixa e disponibilidades e de nossa conta de recebíveis do Governo Estadual, sobre as quais incidiam juros a taxas atreladas ao IGP-DI e à SELIC, respectivamente, conforme mostra o sumário apresentado nas tabelas abaixo. Uma hipotética, instantânea e desfavorável mudança de 100 pontos bases na taxa de juros aplicáveis a taxas flutuantes de ativos e passivos financeiros realizada em 31 de dezembro de 2012 resultaria em uma perda potencial de R$106,5 milhões a ser registrada como um gasto financeiro em nossos relatórios financeiros consolidados.

Total da Carteira de Endividamento

	R$ (milhões)
Dívida de taxa flutuante:	
Denominada em reais	14.595
Denominada em moeda estrangeira	217
	14.812
Dívida de taxa fixa:	
Denominada em reais	**1.047**
Denominada em moeda estrangeira	**311**
Total	**16.170**

	Total da Carteira Taxa flutuante (R$ milhões)
Ativo:	
Caixa e equivalentes	2.329
Valores mobiliários – investimentos em dinheiro	1.720
Fundos Vinculados	132
Total do ativo	**4.181**
Passivo:	
Financiamentos (Taxa Flutuante)	(14.181)
Instrumentos derivativos [(1)]	(19)
Total do passivo	**(14.831)**
Total	**(10.650)**

(1) *Swaps* destinados a reduzir nossa exposição à taxa de juros original de certos financiamentos, passando de uma taxa de juros calculada com base na taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real para uma taxa de juros calculada com base na taxa CDI.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Item 12. Descrição de Outros Valores Mobiliários além das Ações

American Depositary Shares

O Citibank, N.A. atua como depositário ("Depositário") das nossas ADSs de ações ordinárias e ADSs de ações preferenciais. Os titulares de ADSs, qualquer pessoa ou entidade com legítima titularidade resultante da titularidade das ADSs, e pessoas que efetuam depósito de ações ou entrega de ADSs para fins de cancelamento e retirada de Valores Mobiliários Depositados (conforme definidas nos Contratos de Depósito) são obrigadas a pagar ao Depositário certas taxas e correspondentes encargos, conforme identificados a seguir.

As taxas relativas às nossas ADSs de ações ordinárias são:

Serviço	Taxa	Paga por quem
(1) Emissão de ADSs de ações ordinárias mediante depósito de ações ordinárias (sem incluir emissões em virtude de distribuições descritas no parágrafo (4) abaixo).	Até $5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa que efetuou depósito de ações ordinárias ou recebeu ADSs de ações ordinárias.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs de ações ordinárias.	Até $5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa que efetuou entrega de ADSs de ações ordinárias para fins de retirada de Valores Mobiliários Depositados ou pessoa a quem os Valores Mobiliários Depositados foram entregues.
(3) Distribuição de dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro (por exemplo, direitos de venda e outros direitos).	Até $2,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) detidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(4) Distribuição de ADSs de ações ordinárias nos termos dos (i) dividendos de ações ou outras distribuições livres de ações, ou (ii) exercício de direitos para aquisição de ADSs de ações ordinárias adicionais.	Até $5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de valores mobiliários, exceto ADSs de ações ordinárias ou direitos para aquisição de ADSs de ações ordinárias adicionais (por exemplo, ações de cisão).	Até $5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(6) Transferência de ADRs.	$1,50 por certificado de transferência.	Pessoa que apresenta o certificado de transferência.

As taxas relativas às nossas ADSs de ações preferenciais são:

Serviço	Taxa	Paga por quem
(1) Emissão de ADSs de ações preferenciais mediante depósito de ações preferenciais (sem incluir emissões contempladas nos parágrafos (3)(b) e (5) abaixo).	Até $5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem os depósitos são feitos ou que recebeu ADSs de ações preferenciais.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs de ações preferenciais.	Até $5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa que efetuou entrega de ADSs de ações preferenciais ou efetuou retirada.
(3) Distribuição de (a) dividendos em dinheiro ou (b) ADSs de ações preferenciais nos termos dos dividendos em ações (ou outra distribuição livre de ações).	Nenhuma taxa, na medida em que proibida pela bolsa de Valores na qual as ADSs de ações preferenciais estão listadas. Caso a cobrança dessa taxa não seja proibida, as taxas descritas no item (1) acima serão devidas com relação à distribuição de ADSs de ações preferenciais nos termos dos dividendos em ações (ou outra distribuição livre de ações) e as taxas	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.

	especificadas no item (4) abaixo serão devidas com relação às distribuições em espécie.	
(4) Distribuição de receitas em dinheiro (isto é, mediante venda de direitos e outros direitos).	Até $2,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) detidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de ADSs de ações preferenciais mediante exercício de direitos.	Até $5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.

Pagamentos diretos e indiretos do depositário

Possuímos acordo com o Depositário para que o mesmo nos reembolse, até um limite, por certas despesas em conexão com nossos programas de ADR, inclusive taxas de listagem, despesas legais e contábeis, custos de distribuição e correspondentes despesas de relações com investidores. Esses reembolsos do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 totalizaram o montante líquido de aproximadamente US$3,6 milhões, após a dedução de impostos norte-americanos aplicáveis, no valor de US$1,6 milhões.

PARTE II

Item 13. Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora

Determinados compromissos financeiros e contratos de financiamento da CEMIG exigem a observância de índices financeiros que requerem que nós mantenhamos coeficientes financeiros, calculados de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Em 31 de dezembro de 2012, descumprimos com os seguintes índices contidos em contratos financeiros entre a Cemig Distribuição e o Banco Santander (originalmente ABN Amro Bank):

Cemig D
Dívida/LAJIDA era 3,68x, quando deveria ser menor ou igual a 2,5x

Cemig (como garantidora)
Dívida/LAJIDA era 2,7x, quando deveria ser menor ou igual a 2,5x

Cemig D and Cemig obtiveram um waiver do Banco Santander no dia 18 de Dezembro de 2012.

Em 31 de dezembro de 2012, descumprimos com os seguintes índices contidos nos contratos financeiros entre a Cemig Distribuição e o Banco Itaú BBA:

Cemig D
Divida LAJIDA era 4,58 x, quando deveria ser menor ou igual a 3,36x
Dívida/(Patrimônio Líquido+Dívida) era 65,17%, quando deveria ser menor ou igual a 62%
Dívida de curto prazo/LAJIDA era 266,1%, quando deveria ser menor ou igual a 200%
Investimentos/LAJIDA era 120,24%, quando deveria ser menor ou igual a 96%

A empresa obteve o waiver do Banco Itaú BBA em 18 de Dezembro de 2012, considerando os dados preliminares. Mas alguns destes índices não são, atualmente, compatíveis com os waivers obtidos. Como um novo waiver não foi concedido antes de 31 de dezembro de 2012, não somente o empréstimo, mas os outros com condições de *cross-default* tiveram que ser reconhecidos como passivo circulante, já que contratos cujos termos não foram cumpridos, são classificados desta forma. O montante transferido ao passivo circulante como resultado do descumprimento das cláusulas foi de R$1.206 milhões. Esperamos obter estes waivers em maio.

Item 14. Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Destinação de Recursos

Não se aplica.

Item 15. Controles e Procedimentos

(a) Avaliação de Controles e Procedimentos de Divulgação

Nossos Diretores, incluindo nosso Diretor-Presidente, ou Presidente, e nosso Diretor de Finanças, Participações e de Relação com Investidores, ou Diretor Financeiro, avaliaram a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação, e concluíram que em 31 de dezembro de 2012, esses controles e procedimentos foram eficazes para fornecer razoável certeza de que as informações a serem divulgadas nos nossos arquivamentos e registros nos termos do *Exchange Act* são (i) registradas, processadas, sumarizadas e reportadas nos períodos determinados nas regras e formulários da SEC e (ii) acumuladas e comunicadas para a nossa administração, inclusive o nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro, de forma adequada para permitir decisões em tempo hábil em relação à divulgação exigida.

(b) Relatório Anual dos Administradores sobre Controles Internos relacionados aos Relatórios Financeiros

Nossa diretoria, inclusive nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro, é responsável pelo estabelecimento e manutenção do sistema de controles internos sobre os relatórios financeiros.

Nossos controles internos sobre os relatórios financeiros incluem políticas e procedimentos que foram implementados para fornecer segurança razoável em relação (i) à confiabilidade dos registros das informações contábeis e financeiras; (ii) à preparação de registros contábeis de acordo com as IFRS; (iii) ao processamento de pagamentos e recebimentos de acordo com a autorização da administração; e (iv) à detecção tempestiva de aquisições inapropriadas, e da alienação ou distribuição de ativos materiais. Nós enfatizamos que, devido às suas limitações inerentes, existe a possibilidade de que essas ações possam não prevenir ou detectar falhas nas demonstrações financeiras. Adicionalmente, projeções de qualquer avaliação da efetividade dos controles internos sobre relatórios financeiros para períodos futuros estão sujeitas aos riscos de que os controles possam se tornar inadequados nas função de mudanças em condições, ou inconformidade com as políticas e procedimentos .

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2012, baseada no critério estabelecido na estrutura de controles internos Integrados especificada pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, ou COSO, e concluiu que, para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2012, nosso sistema de controles internos sobre relatórios financeiros é efetivo.

A firma de auditores públicos independentes da Companhia que auditou as nossas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditou a eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2012 e emitiu um parecer, incluído a seguir.

O Comitê de Ética

Nosso Comitê de Ética foi estabelecido em 12 de agosto de 2004, e é composto de três membros permanentes e três membros suplentes. É responsável pela gestão, divulgação e atualização da Declaração de Princípios Éticos e o Código de Conduta Profissional.

O Comitê recebe e investiga todos os relatos de violação aos princípios de ética e padrões de conduta. Especificamente em relação aos princípios éticos, esses devem ser apresentados com a identificação da parte interessada. Reclamações e dúvidas devem ser enviadas à: CEMIG, Av. Barbacena 1200, S.A.-19º andar/A1. O Comitê também pode ser contatado pelo e-mail comissaodeetica@cemig.com.br.

Em dezembro de 2006, implementamos o Canal de Denúncia Anônima, disponível em nossa intranet. O propósito deste portalé receber, anonimamente dúvidas ou denúnciasde práticas irregulares, como fraude financeira, apropriação indevida de ativos, recebimento de vantagens indevidas, e a realização de contratos ilegais. Esse canal tem comoobjetivo da Companhia de melhorar a transparência, a correção de comportamentos antiéticos ou ilegais e a governança corporativa, assim como ser um instrumento que atende os requisitos da Lei *Sarbanes-Oxley*.

(c) Relatório da Firma de Auditoria Registrada

(A fornecer)

(d) Mudanças no Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Não houve mudança em nosso sistema de controle interno sobre relatórios financeiros durante o ano finalizado em 31 de dezembro de 2012 que afetasse de forma siginificativa, ou que provavelmente afetaria deforma significativa, nosso controle interno sobre os relatórios financeiros.

Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como comitê de auditoria para os fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre comitês de auditoria de companhias listadas, emissores não norte-americanos têm permissão para não ter um Comitê de Auditoria separado formado pormembros independentes se houver um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, expressamente requerendo ou permitindo que tal conselho siga certas obrigações. Também segundo esta exceção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os peritos financeiros de nosso Conselho Fiscal são os Srs Helton da Silva Soares e Ari Barcelos da Silva.

Item 16B. Código de Ética

Adotamos um código de ética, conforme definido no Item 16B do Formulário 20-F ao amparo do *Exchange Act*. Nosso código de ética aplica-se ao nosso Diretor-Presidente, Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, bem como aos nossos conselheiros e demais diretores e empregados. Nosso código de ética foi arquivado junto à SEC como Anexo 11 de nosso Relatório Anual do Formulário 20-F do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003, e também está disponível em nosso site www.cemig.com.br. Se alterarmos as disposições do nosso código de ética que se aplicam ao nosso Diretor-Presidente, Diretor de Finanças, Participações e de relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, ou se procedermos a qualquer dispensa de tais disposições, divulgaremos tal alteração ou dispensa dentro de 5 dias úteis contados da alteração ou dispensa em nosso site na Internet no mesmo endereço.

Item 16C. Principais Honorários e Serviços dos Auditores

Honorários de Auditoria e de Outra Natureza

A tabela a seguir resume os honorários totais faturados à nossa companhia pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2012 e pela KPMG Auditores Independentes durante os exercícios fiscais encerrados em 31 de dezembro de 2012 e 2011:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2012 (DTT)	**2012(KPMG)**	**2011**
		(milhares de reais)	
Honorários de auditoria	686	**123**	**624**
Serviços adicionais			
Diagnóstico e avaliação de controles internos – SOX	56	150	255
Imposto Honorários	23	6	121
Honorários por serviços relativos à auditoria	-	7	302
Projetos de pesquisa e desenvolvimento	-	-	25
Tradução de relatórios	2	-	9
Treinamento relativo a legislação tributária	-	-	6
Relatório Técnico relativo ao Projeto Financeiro	-	-	16
Total de honorários	**767**	**286**	**1. 358**

Honorários de Auditoria – Os honorários de auditoria contidos na tabela acima são os honorários totais faturados pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes em 2012 e KPMG Auditores Independentes em 2012 e 2011 em função da auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com o IFRS, conforme editado pelo IASB, e da revisão de nossas demonstrações financeiras trimestrais.

Honorários por Assessoria Fiscal – Os honorários fiscais são honorários referentes a serviços profissionais com relação à revisão de declarações de imposto (atendimento de regulamentos fiscais).

Honorários por Serviços Relacionados a Auditoria – Os honorários por serviços relacionados a auditoria são honorários referentes às exigências regulatórias.

Políticas e Procedimentos de Aprovação Prévia do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Contudo, conforme exigido pela legislação brasileira, adotamos políticas e procedimentos de aprovação prévia de acordo com os quais todos os serviços de auditoria e de outra natureza prestados por nossos auditores externos deverão ser aprovados pelo Conselho de

Administração. Quaisquer propostas de serviço submetidas por auditores externos devem ser discutidas e aprovadas pelo Conselho de Administração durante suas reuniões. Uma vez aprovada a proposta de serviço, formalizamos a contratação dos serviços. A aprovação de quaisquer serviços de auditoria e de outra natureza, a serem prestados por nossos auditores externos, encontra-se especificada nas atas das reuniões do nosso Conselho de Administração.

Item 16D. Isenções de Padrões de Listagem para os Comitês de Auditoria

Contamos com a isenção geral dos padrões de listagem de comitês de auditoria, contida na Regra 10A-3(c)(3) do *Exchange Act*. Possuímos um Conselho Fiscal que realiza a função de um comitê de auditoria dos Estados Unidos até o limite permitido pela legislação brasileira. A legislação Brasileira exige que nosso Conselho Fiscal seja separado do Conselho de Administração, e que os membros de nosso Conselho Fiscal não sejam eleitos pela nossa administração. A legislação brasileira estabelece normas para a independência do nosso Conselho Fiscal em relação à nossa administração.

Não acreditamos que a utilização desta isenção por nossa Companhia afetará materialmente a habilidade de nosso Conselho Fiscal de atuar de forma independente e de atender a outros requisitos dos padrões de listagem referentes aos comitês de auditoria contidos na Regra 10A-3 do *Exchange Act*.

Item 16E. Aquisição de Valores Mobiliários pela Emissora e por Adquirentes Afiliados

Não aplicável.

Item 16F. Alterações no Credenciamento de Auditores Certificados da Requerente

A KPMG Auditores Independentes foi nomeada para atuar como nossa empresa de auditoria independente por um período de cinco anos para auditar nossas demonstrações financeiras consolidadas para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011. Nos termos da regulamentação da CVM, especificamente a Instrução 308/99, as companhias abertas brasileiras são obrigadas a estabelecer rotação de suas empresas de auditoria independente a cada cinco anos. Devido às limitações estabelecidas nessa regulamentação, não procuramos renovar o contrato com a KPMG quando expirou e a KPMG não poderia tentar ser reeleita. Em 9 de Dezembro de 2012, nosso Conselho de Administração aprovou o processo de licitação para o novo auditor, que resultou no apontamento da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes. A mesma começou a atuar como nossa auditora independente na revisão de nossas informações trimestrais no segundo trimestre de 2012.

Os pareceres da KPMG Auditores Independentes sobre as demonstrações financeiras de cada um dos cinco exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011 não continha opinião adversa ou ressalvas, nem foi qualificada ou modificada em relação a incertezas, âmbito da auditoria ou princípios contábeis. Durante esses cinco exercícios sociais, não houve desentendimentos com a KPMG Auditores Independentes, resolvidos ou não, sobre qualquer assunto envolvendo princípios ou práticas contábeis, divulgação de demonstrações financeiras, ou escopo dos procedimentos de auditoria, desacordo este que, não sendo resolvido de forma satisfatória à KPMG Auditores Independentes, teria feito com que a KPMG Auditores Independentes fizesse referência ao objeto da discordância em seus pareceres de auditoria para tais exercícios. Solicitamos à KPMG Auditores Independentes uma carta dirigida à SEC informando se concorda ou não com as afirmações acima. Uma cópia desta carta está arquivada como Anexo 4.34 a este Formulário 20-F.

Não consultamos a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes durante os nossos dois últimos exercícios sociais ou qualquer período intermediário subsequente quanto à aplicação dos princípios de contabilidade para uma transação específica, concluída ou proposta, o tipo de parecer de auditoria que pode ser elaborado em relação a nossas demonstrações financeiras ou qualquer assunto que tenha sido objeto de uma discordância (tal como definido no item 16F (a) (1) (iv) do Formulário 20-F), ou um evento a ser divulgado (tal como descrito no item 16F (a) (1) (v) do Formulário 20-F).

Item 16G. Governança Corporativa

Diferenças de Governança Corporativa com relação às Práticas da NYSE

Em 4 de novembro de 2003, a Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, estabeleceu novas normas de governança corporativa. Segundo essas normas, emitentes privadas estrangeiras ficam sujeitas a conjunto de exigências de governança corporativa mais limitado do que as emitentes nacionais dos EUA. De acordo com essas normas, nossa companhia fica obrigada a fazer constar de nosso relatório anual aos acionistas uma descrição das diferenças significativas entre as práticas de governança corporativa da CEMIG e as que se aplicariam a emitente nacional dos EUA de acordo com as regras de governança corporativa da NYSE. O quadro a seguir resume essas diferenças.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Artigo	Norma de Governança Corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
303A.01	A companhia listada deve ter maioria de conselheiros independentes. As "companhias controladas" não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Nos termos do Artigo 303A das normas da New York Stock Exchange, "companhia controlada" é considerada como uma companhia na qual mais de 50% do poder de voto é detido por um indivíduo, um grupo ou outra companhia. Tendo em vista que 50,97% do capital votante da CEMIG são detidos pelo Estado de Minas Gerais, esta é considerada como uma companhia controlada. Sendo assim, este requisito atualmente não se aplica à CEMIG.
303A.03	Os conselheiros não encarregados de administração da companhia listada deverão se reunir em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.	Os conselheiros não encarregados de administração da CEMIG não se reúnem em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.
303A.04	A companhia listada deverá ter um comitê de governança corporativa designado composto integralmente por conselheiros independentes: com atribuições estatutárias mínimas definidas. As "companhias controladas" não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não está obrigada a ter um comitê de governança nominativo. Contudo, a CEMIG possui um Comitê de Governança Corporativa, composto por membros independentes e não independentes, e suas responsabilidades são claramente definidas nos regulamentos internos do Conselho de Administração.
303A.05	A companhia listada deve ter um comitê de remuneração composto integralmente por conselheiros independentes com atribuições estatutárias mínimas definidas. As "companhias controladas" não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não ficaria obrigada a dar atendimento à exigência de comitê de remuneração como se fosse emitente nacional dos EUA. A CEMIG não tem comitê de remuneração.
303A.06 e 303A.07	A companhia listada deve ter um comitê de auditoria com no mínimo três conselheiros independentes que deem atendimento às exigências de independência da Regra 10A-3 ao amparo do *Securities Exchange Act* de 1934, conforme alterado, com atribuições estatutárias mínimas definidas.	A CEMIG exerce sua prerrogativa nos termos da Norma da SEC 10A-3 e a Lei Sarbanes-Oxley de 2002, que permite emissores não norte-americanos a não terem um Comitê de Auditoria. Nosso Conselho Fiscal exerce as funções de um Comitê de Auditoria norte-americano até o limite permitido no direito brasileiro. O Conselho Fiscal da CEMIG é um órgão permanente, responsável, principalmente, pela inspeção e supervisão das atividades dos administradores e por verificar a obediência dos administradores aos seus deveres segundo a lei e o Estatuto Social.
303A.08	Deverá ser conferida aos acionistas a oportunidade de votar planos de remuneração em ações e respectivas revisões relevantes, com isenções limitadas estabelecidas nas normas da NYSE.	Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, a aprovação dos acionistas é exigida para adoção de planos de remuneração em ações.
303A.09	A companhia listada deverá adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que englobem certas matérias especificadas mínimas	A CEMIG está listada no segmento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBovespa, e, por conseguinte, a CEMIG é obrigada a seguir as normas contidas nos regulamentos relacionados. Adicionalmente, o Manual de Divulgação e Uso de Informação da CEMIG, sua Política de Comercialização de Valores Mobiliários, os Regulamentos Internos de

		seu Conselho de Administração e seu Código de Ética definem regras importantes de governança corporativa as quais orientam sua administração.
303A.12	Cada Diretor-Presidente de companhia listada deverá certificar a NYSE, a cada exercício, de que não tem conhecimento de qualquer violação pela companhia de parâmetros de governança corporativa listados pela NYSE	O Diretor-Presidente da CEMIG prontamente notificará a NYSE por escrito depois que qualquer diretor da CEMIG tiver conhecimento de qualquer descumprimento relevante das disposições aplicáveis das normas de governança corporativa da NYSE.

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-130 do presente relatório anual.

As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte do presente relatório anual na forma do Formulário 20-F:

- Parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012;
- Parecer da KPMG Auditores Independentes referentes aos exercícios de 2011 e 2010;
- Demonstrações da Situação Financeira Consolidadas Auditadas de 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011;
- Demonstrações do Resultado Consolidado e Demonstrações do Lucro Abrangente Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010.
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010;
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Consolidadas Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010; e
- Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras Consolidadas.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Item 19. Anexos

Os documentos abaixo encontram-se incluídos como anexos do presente relatório anual:

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 27 de abril de 2012.
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, celebrado por e entre nós, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Protocolo nº 333-13826)).
2.2	Acordo de Acionistas, datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
2.3	Aditivo nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstradas por ADRs emitidos sob seus termos (incorporado por referência Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Protocolo nº 333-143636)).
2.4	Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, por e entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Protocolo nº 333-142654)).
4.1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.3	Segundo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.4	Terceiro aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, para as áreas geográficas do Norte, Sul, Leste e Oeste, datado de 13 de abril de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).
4.5	Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datados de 10 de julho de 1997, celebrados por nós e o Governo Federal tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporados por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.6	Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.7	Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.8	Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).

4.9 Primeiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de fevereiro de 2001, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).

4.10 Segundo Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).

4.11 Terceiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).

4.12 Quarta Alteração ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datada de 23 de janeiro 2006, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.14 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).

4.13 Anúncio de Início de Distribuição Pública de Sênior Units, em conexão com o Fundo de Securitização da Conta CRC, datado de 26 de Janeiro de 2006 (incorporado por referência no Anexo 4.15 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).

4.14 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datado de 24 de agosto de 2006, entre a Cemig Distribuição e o Unibanco—União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.18 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.15 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples e Não Conversíveis, datada de 17 de abril de 2007, entre a Cemig Geração e Transmissão e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.19 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.16 Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datado de 19 de dezembro de 2007, entre a Cemig Distribuição e o BB Banco de Investimento S.A. (inserido por referência ao Anexo 4.20 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).

4.17 Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009, entre a Cemig Geração e Transmissão, a Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG (incorporado por referência ao Anexo 4.22 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 19 de junho de 2009 (Protocolo nº 1-15224)).

4.18 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões S.A, em 30 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.18 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).

4.19 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, em 31 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.19 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).

4.20 Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, em 24 de março de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.20 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).

4.21 Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

4.22	Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., a Abengoa Construção Brasil Ltda., a NTE -. Nordeste Transmissora de Energia S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
4.23	Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografária para Distribuição Pública, datada de 3 de março de 2010, firmada entre Cemig Geração e Transmissão e BB – Banco de Investimento S.A. (incorporado por referência ao Anexo 4.23. do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2011 (Protocolo nº 1.15224)).
4.24	Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., datada de 16 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
4.25	Sumário em inglês do Contrato de Investimento firmado entre a RR Participações S.A., Light S.A. e Renova Energia S.A., datada de 8 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de
4.26	abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
4.27	Sumário em inglês do Contrato de Opção de Compra de Ações firmado entre a Parati S.A. e a Fundação de Seguridade Social Braslight, datada de 15 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
4.28	Sumário em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações, firmado entre Amazônia Energia Participações S.A., Construtora Queiroz Galvão S.A., Construtora OAS Ltda., Contern Construções e Comércio Ltda., Cetenco Engenharia S.A., Galvão Engenharia S.A., e J.Malucelli Construtora de Obras S.A. pelas ações na Norte Energia S.A., datado de 25 de outubro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
4.29	Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a Cemig e o Estado de Minas Gerais, datado de 27 de dezembro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
	Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis da Espécie Quirografária firmada entre Cemig Geração e Transmissão S.A., HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco do Nordeste do Brasil S.A. (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
8	Lista das Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Protocolo nº 1-15224)).
11	Código de Ética (incorporado por referência ao Anexo 11 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 1º de julho de 2004 (Protocolo nº 1-15224)).
12.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.
12.2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.
13.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.
13.2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

ASSINATURAS

A requerente por este ato certifica que atende a todas as exigências de arquivamento segundo o Formulário 20-F e que devidamente fez com que o presente relatório anual fosse firmado em seu nome pelo infra-assinado, devidamente autorizado para tanto.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS—CEMIG

Por: (ass): Djalma Bastos de Morais___
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor-Presidente

Data: 29 de abril de 2013